

NETZENTWICKLUNG WASSERSTOFF-/  
GASTRANSPORTNETZE

# *Genehmigung*

---

des Szenariorahmens für den Netz-  
entwicklungsplan Gas und Wasserstoff  
2025-2037/2045



Bundesnetzagentur

# **Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045**

Stand: 30. April 2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 623

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Genehmigung

Az-4.13.01/11#1

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff gemäß  
§ 15b Abs. 5 S. 1 EnWG gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Ferngas Netzgesellschaft mbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. NaTran Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Huttropstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 30.04.2025

wie folgt entschieden:

1. Dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 sind folgende Szenarien zugrunde zu legen:
  - in Bezug auf den Energieträger Wasserstoff:

**Tabelle 1: Ausspeiseleistung Wasserstoff**

| Sektor                                  | Szenario 1<br>2037  | Szenario 2<br>2037  | Szenario 3<br>2037 | Szenario 1<br>2045  | Szenario 2<br>2045  | Szenario 3<br>2045  |
|-----------------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Kraftwerke                              | 29 GW <sub>el</sub> | 41 GW <sub>el</sub> | 5 GW <sub>el</sub> | 60 GW <sub>el</sub> | 81 GW <sub>el</sub> | 59 GW <sub>el</sub> |
| Industrie                               | 35<br>GWh/h         | 18<br>GWh/h         | 7 GWh/h            | 92<br>GWh/h         | 42<br>GWh/h         | 42<br>GWh/h         |
| Private Haushalte                       | 11<br>GWh/h         | 0 GWh/h             | 0 GWh/h            | 21<br>GWh/h         | 0 GWh/h             | 0 GWh/h             |
| Gewerbe/<br>Handel/<br>Dienstleistungen | 3 GWh/h             | 0 GWh/h             | 0 GWh/h            | 5 GWh/h             | 0 GWh/h             | 0 GWh/h             |
| Verkehr                                 | 4 GWh/h             | 0 GWh/h             | 0 GWh/h            | 7 GWh/h             | 0 GWh/h             | 0 GWh/h             |
| Grenzübergangs-<br>punkte               | *                   | *                   | *                  | 30<br>GWh/h         | 30<br>GWh/h         | 30<br>GWh/h         |
| Speicher                                | **                  | **                  | **                 | **                  | **                  | **                  |

\*Es ist zu ermitteln, welche Kapazität ausbaufrei darstellbar ist

\*\* Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.

**Tabelle 2: Einspeiseleistung Wasserstoff**

| Sektor                                          | Szenario 1<br>2037           | Szenario 2<br>2037  | Szenario 3<br>2037          | Szenario 1<br>2045           | Szenario 2<br>2045  | Szenario 3<br>2045           |
|-------------------------------------------------|------------------------------|---------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|
| Grenzübergangs-<br>punkte                       | Mind. 58<br>GWh/h            | Mind. 58<br>GWh/h   | Mind. 10<br>GWh/h           | Mind. 58<br>GWh/h            | Mind. 58<br>GWh/h   | Mind. 58<br>GWh/h            |
| Speicher                                        | Mind. 36<br>GWh/h            | Mind. 36<br>GWh/h   | Mind. 6<br>GWh/h            | Mind. 36<br>GWh/h            | Mind. 36<br>GWh/h   | Mind. 36<br>GWh/h            |
| Sonstige Importe<br>(u. a. LH2 und<br>Derivate) | Mind. 4<br>GWh/h             | Mind. 4<br>GWh/h    | Mind. 1<br>GWh/h            | Mind. 4<br>GWh/h             | Mind. 4<br>GWh/h    | Mind. 4<br>GWh/h             |
| Elektrolyse                                     | Mind. 32<br>GW <sub>el</sub> | 42 GW <sub>el</sub> | Mind. 6<br>GW <sub>el</sub> | Mind. 32<br>GW <sub>el</sub> | 58 GW <sub>el</sub> | Mind. 32<br>GW <sub>el</sub> |

Die Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff muss in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken.

- in Bezug auf den Energieträger Erdgas:

**Tabelle 3: Ausspeiseleistung Erdgas**

| Sektor                                                                           | Szenario 1<br>2037  | Szenario 2<br>2037  | Szenario 3<br>2037  | Szenario 1<br>2045 | Szenario 2<br>2045 | Szenario 3<br>2045  | Szenario 4<br>2030    |
|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|---------------------|-----------------------|
| Kraftwerke                                                                       | 17 GW <sub>el</sub> | 21 GW <sub>el</sub> | 58 GW <sub>el</sub> | 0 GW <sub>el</sub> | 0 GW <sub>el</sub> | 22 GW <sub>el</sub> | 41 GW <sub>el</sub> * |
| Industrie                                                                        | 25<br>GWh/h         | 20<br>GWh/h         | 31<br>GWh/h         | 0<br>GWh/h         | 0<br>GWh/h         | 0<br>GWh/h          | 40<br>GWh/h**         |
| Private Haushalte<br>Gewerbe/Handel/<br>Dienstleistungen<br>Verkehr<br>Fernwärme | 71<br>GWh/h         | 66<br>GWh/h         | 122<br>GWh/h        | 0<br>GWh/h         | 0<br>GWh/h         | 0<br>GWh/h          | 240 GWh/h<br>***      |
| Grenzübergangs-<br>punkte                                                        | 53<br>GWh/h         | 49<br>GWh/h         | 49<br>GWh/h         | *****              | *****              | *****               | 69<br>GWh/h           |
| Speicher                                                                         | ****                | ****                | ****                | --                 | --                 | ****                | ****                  |

\* ohne Kraftwerke im Verteilernetz  
 \*\* ohne Industrie im Verteilernetz  
 \*\*\* inklusive Kraftwerke und Industrie im Verteilernetz

\*\*\*\* Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.  
 \*\*\*\*\* Transite

**Tabelle 4: Einspeiseleistung Erdgas**

| Sektor                    | Szenario 1<br>2037 | Szenario 2<br>2037 | Szenario 3<br>2037 | Szenario 1<br>2045 | Szenario 2<br>2045 | Szenario 3<br>2045                                                                                                                                                    | Szenario 4<br>2030    |
|---------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| Grenzüber-<br>gangspunkte | Mind. 18<br>GWh/h  | Mind. 16<br>GWh/h  | Mind. 16<br>GWh/h  | --                 | --                 | Ermittlung von<br>ausreichender<br>Einspeisekapazitäten<br>unter Berücksichtigung<br>der Ausspeise-<br>Kraftwerksleistung<br>sowie der jeweiligen<br>Zuordnungspunkte | 152<br>GWh/h          |
| Speicher                  | Mind. 42<br>GWh/h  | Mind. 37<br>GWh/h  | Mind. 37<br>GWh/h  | --                 | --                 |                                                                                                                                                                       | Mind.<br>130<br>GWh/h |
| LNG                       | Mind. 16<br>GWh/h  | Mind. 14<br>GWh/h  | Mind. 79<br>GWh/h  | --                 | --                 | --                                                                                                                                                                    | Mind. 79<br>GWh/h     |
| Inländische<br>Produktion | 1 GWh/h            | 1 GWh/h            | 1 GWh/h            | --                 | --                 | --                                                                                                                                                                    | 3 GWh/h               |
| Biomethan /<br>Grüne Gase | *                  | *                  | *                  | *                  | *                  | *                                                                                                                                                                     | *                     |

\* Bei der Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung ist wie im Szenariorahmenentwurf beschrieben vorzugehen, allerdings unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2024 von BNetzA/BKartA.

**Die Summe der Einspeisekapazitäten Erdgas muss in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Erdgas decken.**

Im Übrigen sind die im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarien dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 nicht zugrunde zu legen.

2. Bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 sind die elektrischen Leistungswerte aus der angefügten Standortliste für die Kraftwerke (Anlage 1) zugrunde zu legen. Sofern in einem Szenario die Summe der standortscharfen Leistungswerte aus dieser Standortliste unter der in Tenorziffer zu 1. angegebenen Mantelzahl liegt, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber das entsprechende Delta auffüllen, indem sie weitere Kapazitäten an netzdienlichen Standorten ansetzen.
3. Der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 sind die elektrischen Leistungswerte aus der angefügten konsolidierten Elektrolyseurliste (Anlage 2) zugrunde zu legen und jeweils auf die entsprechenden Szenarien und Betrachtungsjahre anzuwenden.
4. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dazu verpflichtet, bei der Modellierung der Szenarien 1 bis 4 und der Ermittlung des Ausbaubedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im verbleibenden Erdgasnetz den Einsatz von marktbasierten Instrumenten zu prüfen, deren mögliche Wirkung darzustellen und den Ausbaubedarf entsprechend zu reduzieren.
5. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dazu verpflichtet, für das Wasserstofftransportnetz aus Szenario 2 die umstellbaren Leitungen auf der Grundlage des Fernleitungsnetzes von Szenario 3 zu ermitteln.
6. In den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ist für jede Netzausbaumaßnahme ein Zeitplan für ihre Durchführung aufzunehmen.
7. Soweit eine Maßnahme, die Bestandteil der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes vom 22.10.2024 (Az. 4.13.01/10#1) ist, im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 in anderer Form vorgeschlagen wird als in der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes, sind die erwarteten Auswirkungen der Änderung auf ihre Kosten sowie die Auswirkungen der Änderungen auf die Versorgungsaufgabe der Maßnahme zu beschreiben. Hierfür sind die voraussichtlichen Kosten der Maßnahme in ihrer ursprünglichen Form und die voraussichtlichen Kosten der Maßnahme in ihrer nunmehr geplanten Form gegenüberzustellen. Dabei sind ggf. auch indirekte Kosten, die durch die Realisierung der jeweiligen Variante an anderen Stellen des Wasserstoff-Kernnetzes entstehen, abzuschätzen.
8. Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.





# Inhaltsverzeichnis

|                                                                                   |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Genehmigung.....                                                                  | 3         |
| Inhaltsverzeichnis.....                                                           | 9         |
| <b>I SACHVERHALT .....</b>                                                        | <b>12</b> |
| <b>A Verfahrensgegenstand .....</b>                                               | <b>13</b> |
| <b>B Verfahrensablauf.....</b>                                                    | <b>15</b> |
| 1. Antragsentwurf .....                                                           | 15        |
| 2. Gemeinsame Marktabfrage und Konsultation .....                                 | 15        |
| 3. Aktualisierung Langfristszenarien.....                                         | 17        |
| 4. Nachträge.....                                                                 | 17        |
| 5. Anhörung.....                                                                  | 17        |
| <b>II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....</b>                                                | <b>19</b> |
| <b>A Formelle Voraussetzungen.....</b>                                            | <b>20</b> |
| <b>B Materielle Voraussetzungen .....</b>                                         | <b>21</b> |
| 1. Szenarien.....                                                                 | 21        |
| 1.1 Szenario 1.....                                                               | 24        |
| 1.2 Szenario 2.....                                                               | 25        |
| 1.3 Szenario 3.....                                                               | 26        |
| 1.4 Szenario 4.....                                                               | 28        |
| 1.5 Ablehnung der Versorgungssicherheitsvariante 2037 .....                       | 30        |
| 1.5.1 Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Wasserstoff 2037 .....         | 30        |
| 1.5.2 Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Erdgas 2037.....               | 31        |
| 2. Wasserstoff.....                                                               | 32        |
| 2.1 Annahmen über die Ausspeiseleistung.....                                      | 32        |
| 2.1.1 Kraftwerke .....                                                            | 32        |
| 2.1.2 Industrie .....                                                             | 37        |
| 2.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr .....           | 38        |
| 2.1.4 Grenzübergangspunkte .....                                                  | 39        |
| 2.1.5 Speicher .....                                                              | 41        |
| 2.2 Annahmen über die Einspeiseleistung .....                                     | 45        |
| 2.2.1 Grenzübergangspunkte .....                                                  | 50        |
| 2.2.2 Speicher .....                                                              | 51        |
| 2.2.3 Sonstige Importe (u. a. LH2 und Derivate).....                              | 55        |
| 2.2.4 Elektrolyse .....                                                           | 57        |
| 3. Erdgas .....                                                                   | 64        |
| 3.1 Annahmen über die Ausspeiseleistung.....                                      | 64        |
| 3.1.1 Kraftwerke .....                                                            | 65        |
| 3.1.2 Industrie .....                                                             | 71        |
| 3.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr, Fernwärme..... | 72        |
| 3.1.4 Grenzübergangspunkte .....                                                  | 74        |
| 3.1.5 Speicher .....                                                              | 77        |

|                                    |                                                                 |            |
|------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------|
| 3.2                                | Annahmen über die Einspeiseleistung .....                       | 80         |
| 3.2.1                              | Grenzübergangspunkte .....                                      | 82         |
| 3.2.2                              | Speicher .....                                                  | 84         |
| 3.2.3                              | LNG.....                                                        | 87         |
| 3.2.4                              | Inländische Produktion .....                                    | 92         |
| 3.2.5                              | Biomethan .....                                                 | 93         |
| 4.                                 | Berücksichtigung Wärme- und Transformationspläne .....          | 95         |
| 4.1                                | Wärmepläne .....                                                | 95         |
| 4.2                                | Transformationspläne.....                                       | 98         |
| 5.                                 | Langfristiger Kapazitätsbedarf/ausreichendes Maß an FZK.....    | 100        |
| 6.                                 | Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) .....                  | 101        |
| 7.                                 | Ermittlung umstellbarer Leitungen .....                         | 104        |
| 8.                                 | Zeitplan zur Durchführung der Netzausbaumaßnahmen .....         | 104        |
| 9.                                 | Auswirkungen von Änderungen von Maßnahmen auf deren Kosten..... | 105        |
| <b>C</b>                           | <b>Gebühren .....</b>                                           | <b>108</b> |
| <b>D</b>                           | <b>Rechtsmittelbelehrung.....</b>                               | <b>109</b> |
| <b>VERZEICHNISSE .....</b>         |                                                                 | <b>112</b> |
| <b>Abkürzungsverzeichnis .....</b> |                                                                 | <b>113</b> |
| <b>Impressum .....</b>             |                                                                 | <b>115</b> |

Der vorliegende Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ist der erste, der auf neuer gesetzlicher Grundlage ergeht und der sich nicht nur mit dem Gasnetz, sondern auch mit einer schon vorliegenden Wasserstoff-Kernnetzplanung beschäftigt und der zeitlich parallel und inhaltlich eng abgestimmt mit einem wesentlich überarbeiteten Szenariorahmen für das Stromübertragungsnetz ergeht.

Damit stößt die Bundesnetzagentur nicht nur die turnusmäßige Überprüfung der bisherigen Planungsergebnisse an, sondern entwickelt den Netzentwicklungsplan in Richtung einer integrierten Infrastrukturplanung weiter. Dies ist im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 besonders bedeutsam, da sein Vorgänger im Wesentlichen auf Daten des Jahres 2021 beruhte und damit ca. 4 Jahre zurückliegt. So bietet sich nunmehr die Chance, die bis zum Jahr 2045 angestrebte Klimaneutralität auch für die stofflichen Energieträger auf die benötigten Infrastrukturen hin untersuchen zu lassen und zugleich den Gleichklang mit dem Stromsektor zu suchen im Sinne einer Bestandsaufnahme unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher Erkenntnisse und Entwicklungen erneut zu bewerten.

Zu diesem Zweck bilden die jetzt genehmigten Szenarien eine große Bandbreite ab, auf welchen unterschiedlichen Pfaden Deutschlands Energieversorgung dekarbonisiert werden kann. Diese Bandbreite reicht von einem Szenario, das eine relativ starke Elektrifizierung unterstellt über ein Szenario mit etwas weniger weitreichender Elektrifizierung und stärkerem Einsatz von Wasserstoff hin zu einem Szenario, das einen deutlich verzögerten und weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas annimmt, in dem die Dekarbonisierung bei einigen Kraftwerken über anderweitige Technologien erreicht wird. Damit stellen die genehmigten Szenarien eine breite Kulisse (bzw. einen breiten „Trichter“) dessen dar, wie und in welcher Geschwindigkeit sich der weitere Umbau des Energiesystems vollziehen könnte. Auf diese Weise lassen sich Gas- und Wasserstoffnetze entwickeln, die in allen Szenarien gleichermaßen gebraucht werden und die damit als konsensfähig gelten können. Der Ausbaubedarf im Wasserstoffnetz und die weitere Transformation bisheriger Gasfernleitungsnetze kann aus verschiedenen Blickwinkeln beurteilt und gegebenenfalls angepasst werden, ohne bestimmte Optionen vorzeitig auszuschließen. Entsprechendes gilt für eine eventuelle Modifikation gegenüber dem Wasserstoff-Kernnetz.

Darüber hinaus variieren in den Betrachtungen auch das Verhältnis zwischen Wasserstoff- und Stromnutzung. Erstmals enthalten der Szenariorahmen Strom 2025-2037/2045 sowie der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 gemeinsame, übergreifende Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren, anhand derer die Netzentwicklungsplanungen für das Übertragungsnetz einerseits und für das Gas-/Wasserstoffnetz andererseits konsistent zueinander erfolgen können.

# I Sachverhalt

# A Verfahrensgegenstand

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 (im Folgenden: Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045). Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 15c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)<sup>1</sup>. Gemäß § 15b Abs. 5 S. 1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die Transformation des Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität erfordert eine umfassende sektorübergreifende Planung der Infrastrukturen für Erdgas, Wasserstoff und Strom. Dies schlägt sich in den überarbeiteten Regelungen der §§ 15a ff. EnWG nieder, wonach der Netzentwicklungsplan nunmehr neben Erdgas auch Wasserstoff umfasst. Erstmals wird ein Szenariorahmen genehmigt, der auf Basis verschiedener Szenarien die wahrscheinlichen Entwicklungen des künftigen Energiesystems abbildet und Erdgas und Wasserstoff integriert betrachtet. Eine integrierte Planung ist besonders bedeutsam, weil ein großer Teil des zukünftigen Wasserstoffnetzes aus umgestellten Erdgasleitungen bestehen wird und die Netzplanung für beide Energieträger dadurch direkt miteinander gekoppelt ist. Zudem wird durch eine Angleichung der Regelungen an die §§ 12a ff EnWG eine stärkere Verzahnung mit dem Szenariorahmen Strom vorgenommen. Dies betrifft sowohl die zeitliche Angleichung der Einreichung und Genehmigung als auch eine in Teilen inhaltliche Abstimmung in dem Sinne, dass einem Szenario in beiden Szenariorahmen dieselben Annahmen zugrunde liegen. Alle genehmigten Szenarien erreichen bis 2045 Treibhausgasneutralität, die Wege dorthin unterscheiden sich aber zum Teil deutlich.

Genehmigt wird ein Szenario, das eine relativ starke Elektrifizierung unterstellt. Um die sektorübergreifende hohe Stromnachfrage decken zu können, wird in diesem Szenario Wasserstoff insbesondere im Kraftwerksbereich eingesetzt. Da in diesem Szenario (Szenario 2) die Verknüpfung mit dem Stromsektor besonders bedeutsam ist, sind die zugrundeliegenden Annahmen sowie zum überwiegenden Teil die Standorte für Kraftwerke und Elektrolyseure mit dem Szenario B des Szenariorahmens Strom abgestimmt.

Ein anderes Szenario setzt auf weniger weitreichende Elektrifizierung und stärkeren Einsatz von Wasserstoff. Dadurch ist der Bedarf von Wasserstoff im Kraftwerksbereich deutlich geringer. In allen anderen Sektoren ist dieses Szenario (Szenario 1) dasjenige mit der höchsten Wasserstoffnachfrage.

In beiden Szenarien wird ein kontinuierlicher Transformationspfad vom Erdgas hin zum Wasserstoff eingeschlagen, in dem bereits 2037 ein signifikanter Rückgang der Erdgastransporte und 2045 lediglich Transite und regional begrenzte Transportaufgaben stattfinden werden.

Das dritte Szenario (Szenario 3) betrachtet einen deutlich verzögerten und weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas. Dadurch muss gegen Ende des Transformationszeitraums ein sehr ambitionierter Dekarbonisierungspfad realisiert werden. Bei einigen Kraftwerken wird auch langfristig Erdgas eingesetzt und

---

<sup>1</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist.

die Dekarbonisierung über eine anderweitige Technologie, beispielsweise durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und anschließende Nutzung (Carbon Capture and Utilization (CCU)) oder anschließende Speicherung (Carbon Capture and Storage (CCS)) erreicht. Dies ist das einzige Szenario, das im Jahr 2045 noch nennenswerte Erdgasbedarfe sieht. Mit Blick auf Wasserstoff führen die Annahmen des Szenarios zu insgesamt niedrigeren Bedarfen, die zudem erst später im Zeitverlauf auftreten.

Zusätzlich zu den gesetzlich vorgesehenen drei Szenarien wird auf Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ein viertes Szenario genehmigt, das nur für Erdgas mit 2030 ein früheres Stützjahr betrachtet und dadurch die kurzfristige Entwicklung der Erdgasbedarfe abbildet und die Transformation hin zu einer integrierten Infrastruktur unterstützen kann.

## B Verfahrensablauf

### 1. Antragsentwurf

Die Koordinierungsstelle legte der Bundesnetzagentur am 01.07.2024 den Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zur Genehmigung vor, § 15b Abs. 4 S. 1 EnWG. Die der vorliegenden Genehmigung zugrundeliegende Fassung des Entwurfs des Szenariorahmens ist die vom 16.08.2024.

Nach der Einreichung des Entwurfs am 01.07.2024 forderte die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 12.07.2024 zu mehreren Änderungen und Ergänzungen des vorgelegten Entwurfs auf, die in der hier gegenständlichen Fassung vom 16.08.2024 überwiegend umgesetzt wurden. Die Bedenken der Bundesnetzagentur bezogen sich dabei vor allem auf die Transparenz und Konsultationsfähigkeit des vorgelegten Entwurfs, die nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bezüglich bestimmter Aspekte nicht hinreichend gegeben waren. Im Wesentlichen forderte die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber dazu auf, im Sinne einer besseren Transparenz für Dritte, Eingangsparameter für die Modellierung z. B. zur Quellenverteilung und angenommenen Kapazitätssummen an Grenzübergangspunkten (GÜP) näher darzulegen. Außerdem forderte die Bundesnetzagentur im Hinblick auf das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit Wasserstoff 2037 eine detailliertere Darstellung der zu berücksichtigenden Kapazitäten. Weitere geforderte Nachschärfungen betrafen das Thema standortspezifische Kraftwerksbedarfe.

### 2. Gemeinsame Marktabfrage und Konsultation

Im Vorwege zur Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 führten die Fernleitungsnetzbetreiber im Zeitraum 07.02.2024 bis 22.03.2024 eine gemeinsame Marktabfrage mit den Übertragungsnetzbetreibern zu Erfassung der zukünftigen Wasserstofferzeugung, -speicherung und -verwendung sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern (im Folgenden: gemeinsame Marktabfrage) durch, deren Ergebnisse in die Entwicklung der vorgeschlagenen Szenarien eingeflossen sind.

Die Bundesnetzagentur konsultierte den vorgelegten und ergänzten Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vom 02.09. bis zum 30.09.2024, wobei die Konsultation erstmals zeitgleich mit der Konsultation des Entwurfs für den Szenariorahmen Strom erfolgte. Die Konsultation wurde durch ein Fragedokument der Bundesnetzagentur begleitet. Im Konsultationszeitraum, konkret am 13.09.2024 und 16.09.2024, führte die Bundesnetzagentur unter Beteiligung der Fernleitungsnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber zwei digitale Informationstage durch, in deren Rahmen die Entwürfe der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff erläutert und mit der Öffentlichkeit diskutiert wurden.

Insgesamt gingen 64 fristgerechte Stellungnahmen zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 bei der Bundesnetzagentur ein. Der Kreis der Stellungnehmenden umfasst Vereinigungen, Unternehmen und Behörden sowohl aus dem In- und Ausland sowie Privatpersonen. Die Beiträge der Stellungnehmenden, die einer Veröffentlichung zugestimmt haben, werden zeitgleich mit vorliegender Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.



Inhaltlich äußern sich die Stellungnehmenden insbesondere zu den folgenden Themenbereichen:

Viele Stellungnahmen heben die zunehmend integrierte Netzplanung positiv hervor. Gleichzeitig wird kritisiert, dass den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 auf der einen Seite und Strom auf der anderen Seite keine gemeinsamen Annahmen zugrunde lägen. Zahlreiche Stellungnahmen befassen sich mit der Frage, wie die Meldungen aus dem Markt (insb. aus der gemeinsamen Marktabfrage, Anträge nach §§ 38, 39 Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV), Bedarfsmeldungen der Verteilnetzbetreiber) zu berücksichtigen sind. Die Angemessenheit der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarien und die angesetzten Kapazitätsbedarfe werden von den Stellungnehmenden sowohl in Frage gestellt als auch für angemessen eingestuft. Mit Blick auf den grenzüberschreitenden Austausch von Erdgas und Wasserstoff (Ein- und Ausspeisungen) äußern sich verschiedene Stellungnahmen kritisch und bemängeln eine nicht ausreichende Abstimmung zwischen den deutschen und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern. Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff vollziehe sich im Ausland nicht so zeitnah wie in Deutschland und Transite (Erdgas) müssten zukünftig möglich bleiben. Zudem äußern sich einige der Stellungnahmen auch zum Thema der sog. marktbasierten Instrumente (MBI) und regen insgesamt an, deren möglichen Einsatz und Nutzen bereits auf Ebene des Szenariorahmens stärker in den Blick zu nehmen; allgemein sei intelligenten Lösungen der Vorrang gegenüber einem physischen Netzausbau zu geben. Auch zum Thema Flüssigerdgas (LNG; en.: *liquefied natural gas*) brachten sich mehrere Konsultationsteilnehmer ein und regen an, dass aus Gründen der Versorgungssicherheit eine hinreichende Berücksichtigung von Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV für LNG-Anlagen bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 erforderlich sei. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass auch Wasserstoff-Einspeisekapazitäten aus Terminals möglichst in der Modellierung berücksichtigt werden sollen, um eine diversifizierte Importstrategie zu gewährleisten. Im Hinblick auf die inländische Erdgasproduktion wird eingebracht, dass niederkalorisches Gas (L-Gas; en.: *low calorific gas*) auch mittelfristig aus deutscher Produktion bereitgestellt werden solle. Verschiedene Stellungnahmen äußern sich des Weiteren zum Thema Elektrolyse und erheben die Forderungen nach einer gemeinsamen Basis für die Szenariorahmen Gas und Wasserstoff sowie Strom in Form von einer abgestimmten Elektrolyseurliste. Dabei gibt es in diesem Zusammenhang auch Äußerungen zum Thema der Regionalisierung, in denen die Vor- und Nachteile verschiedener Herangehensweisen dargestellt und teilweise sehr unterschiedlich bewertet werden (ratierlichen Verteilung der Projekte; stärkere Steuerung, um Berücksichtigung aller Regionen bzw. regionaler Standortvorteile zu gewährleisten). Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Herangehensweise zur Berechnung der Ein- und Ausspeiseleistung von Wasserstoffspeichern wird in mehreren Stellungnahmen kritisch betrachtet, da dieses Vorgehen zu pauschal sei und im Ergebnis dazu führen würde, dass für Ein- und Ausspeiseleistung identische Leistungswerte angesetzt werden würden. Einige Stellungnahmen befassen sich zudem mit der Frage, inwiefern der derzeitige Stand der Wärmeplanung Erkenntnisse für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff liefern könne.

Schließlich werden in einzelnen Konsultationsbeiträgen Forderungen an die Politik bzw. den Gesetzgeber formuliert, für deren Umsetzung im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 durch die Bundesnetzagentur kein Raum besteht. Dies betrifft beispielsweise Änderungen der geltenden Rahmenbedingungen.

Die für die vorliegende Entscheidung relevanten Ergebnisse aus den eingegangenen Stellungnahmen werden nachfolgend in den Ausführungen zu den Abschnitten II B 1 bis 9 thematisiert und berücksichtigt, auf die hier verwiesen wird.

### 3. Aktualisierung Langfristszenarien

Im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Auftrag gegeben wurde, hat das beauftragte Konsortium Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Im November 2022 waren zunächst die sog. T45-Szenarien veröffentlicht worden. Mit dem T45\*-Szenario erfuhr das Szenario T45-Strom im Februar 2024 ein Update. Am 02.07.2024 stellte das Projekt mit den Orientierungsszenarien, den sog. O45-Szenarien, sodann neue Hauptszenarien vor<sup>2</sup>. Darin flossen sowohl aktuelle Entwicklungen als auch die Erkenntnisse der letzten Langfristszenarien ein, der Lösungsraum wurde bewusst verkleinert.

### 4. Nachträge

Zu verschiedenen Themen des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 bestand seitens der Bundesnetzagentur, auch und insbesondere vor dem Hintergrund der eingegangenen Stellungnahmen (s. o., Abschnitt I B 2, S. 15), Klärungsbedarf, um die Genehmigungsfähigkeit beurteilen zu können. Die Bundesnetzagentur stand dazu im schriftlichen und mündlichen Austausch mit den Fernleitungsnetzbetreibern bzw. der Koordinierungsstelle und forderte verschiedene Daten, Erläuterungen und weitere Informationen nach.

Die Bundesnetzagentur zog für ihre Prüfung und Bewertung des vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens zudem eigene Berechnungen bzw. Untersuchungen sowie Gutsachten und Aussagen Dritter heran, um solche Entwicklungen und Daten zu berücksichtigen, die erst nach Vorlage des Entwurfs eintraten bzw. vorlagen. Einzelheiten der für vorliegende Entscheidung relevanten Ergebnisse aus diesen Austauschen und Berechnungen werden nachfolgend bei den jeweils betroffenen Themenbereichen in Abschnitt II B aufgeführt, auf die hier verwiesen wird.

### 5. Anhörung

Die Bundesnetzagentur erarbeitete einen Genehmigungsentwurf und gab den Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 07.04.2025 Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Entscheidung. Zu diesem Zweck stellte die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern den Tenorentwurf zur Verfügung.

Die Fernleitungsnetzbetreiber nahmen mit gemeinsamem Schreiben der Koordinierungsstelle vom 14.04.2025 umfassend Stellung und gingen dabei u. a. auf einzelne Szenarien sowie einige Vorgaben bzw. Mantelzahlen der Bundesnetzagentur ein (Ein- und Auspeiseleistung Erdgas in Szenario 4). Die Fernleitungsnetzbetreiber äußerten sich weiter zu verschiedenen Tenorziffern bzw. Themenbereichen, wobei sie sich schwerpunktmäßig auf die Standortliste für Kraftwerke (Anlage 1 zu vorliegender Genehmigung), die konsolidierte Elektrolyseurliste (Anlage 2 zu vorliegender Genehmigung) sowie Tenorziffer zu 7. (Änderungen von Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes und Kostendarstellung) bezogen. In Hinblick auf letztere erläuterten sie ihre Bedenken (Erfordernis und Möglichkeit der flexiblen nachträglichen Änderung von Maßnahmen und Finanzierungssicherheit) und legten einen entsprechenden Formulierungsvorschlag vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber äußerten sich außerdem zum Thema Umstellung von Leitungen und zu Realisierungsfahrplänen. Die Bundesnetzagentur hat das Vorbringen der Fernleitungsnetzbetreiber in ihre

---

<sup>2</sup> Fraunhofer ISI, *Langfristszenarien 3*, abrufbar unter: <https://t1p.de/snqvm> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

Erwägungen zur Entscheidungsfindung einbezogen. Sie änderte den in die Anhörung eingebrachten Tenor in die nun geltende Fassung. Zu den Gründen wird auf die jeweiligen Ausführungen in Abschnitt II B verwiesen.

## **II Entscheidungsgründe**

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ist § 15b Abs. 5 S. 1 EnWG.

## A Formelle Voraussetzungen

Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 EnWG, die Zuständigkeit der Abteilung Energieregulierung aus § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 EnWG. Die Koordinierungsstelle legte den Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 am 01.07.2024 bei der Bundesnetzagentur vor, § 15b Abs. 4 S. 1 EnWG. Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf des Szenariorahmens auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt gemacht und der Öffentlichkeit einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer sowie betroffener Netzbetreiber im Sinne von § 15b Abs. 1 S. 2 und 3 EnWG im Zeitraum vom 02.09.2024 bis zum 30.09.2024 Gelegenheit zur Äußerung gegeben, § 15b Abs. 4 S. 2 EnWG. Vor Erteilung der Genehmigung gab die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum zwischen dem 07.04.2025 bis 14.04.2025 Gelegenheit zur Stellungnahme. Zu den eingegangenen Stellungnahmen s. o., Abschnitte I B 2 und 5.

## B Materielle Voraussetzungen

Die Regelungen der §§ 15a ff. EnWG wurden mit dem Zweiten Gesetz zur Änderung des EnWG vom 14.05.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) umfangreich überarbeitet. So umfasst der Netzentwicklungsplan nunmehr neben Erdgas auch Wasserstoff. Darüber hinaus erfolgte eine Angleichung der Regelungen an die §§ 12a ff EnWG, um der zunehmenden Verzahnung mit dem Stromsektor Rechnung zu tragen und synchronisierte Prozesse zu gewährleisten.

Nach § 15b Abs. 2 EnWG umfasst der zu erstellende Szenariorahmen mindestens drei Szenarien, die mindestens für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten.

Bei der Ausgestaltung der Szenarien sind gem. § 15b Abs. 3 EnWG angemessene Annahmen, insbesondere über die Entwicklung der Gewinnung und Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Erdgas und Wasserstoff, zugrunde zu legen. Zudem sind die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie und die Wärmepläne angemessen zu berücksichtigen.

### 1. Szenarien

Der Verpflichtung zur Erstellung eines Szenariorahmens nach § 15b Abs. 2 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber im vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 dahingehend nachgekommen, dass sie für Erdgas und Wasserstoff jeweils mindestens drei Szenarien für die Jahre 2037 und 2045 vorschlagen. Darüber hinaus schlagen sie eine weitere Modellierung des Erdgasnetzes für das Jahr 2030 vor.<sup>3</sup>

Wie im Folgenden dargelegt sind die vorgeschlagenen Szenarien (nur) mit den vorgenommenen Änderungen genehmigungsfähig. Im Rahmen der Genehmigung erfahren die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zum Teil grundlegende Anpassungen durch die Bundesnetzagentur.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern in ihrem Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zunächst, dass verschiedene Energiestudien und Bedarfsszenarien verglichen wurden.<sup>4</sup> Sie führen dann aus, dass angesichts der gesetzlichen Anforderung des § 15 Abs. 3 S. 3 EnWG, wonach der Szenariorahmen u. a. die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie angemessen zu berücksichtigen hat, drei vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Auftrag gegebenen Langfristszenarien die Grundlage für ihren Entwurf bilden.<sup>5</sup> Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich nachvollziehbar und sachgerecht. Die Langfristszenarien zeichnen sich dadurch aus, dass alle Szenarien von einer weitreichenden Elektrifizierung ausgehen. Der Strombedarf steigt in allen Langfristszenarien deutlich, es

---

<sup>3</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 10, Tabelle 1.

<sup>4</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 71.

<sup>5</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 73.

kommt aber sowohl in den Wasserstoff- als auch den Stromszenarien überdies zu einem hohen Wasserstoffbedarf. CCU/CCS ist im Rahmen der Langfristszenarien nur in einem begrenzten Umfang in anderweitig nicht dekarbonisierbaren Industrien vorgesehen.

Wie die Fernleitungsnetzbetreiber hat auch die Bundesnetzagentur die Langfristszenarien mit verschiedenen anderen Veröffentlichungen verglichen.<sup>6</sup> Auch diese Studien erreichen bis 2045 Treibhausgasneutralität, wobei ein Großteil der Dekarbonisierung in Industrie, im Verkehr und im Gebäudebereich über Direktelektrifizierung erfolgt. Wasserstoff kommt insbesondere in schwer zu elektrifizierenden Industriezweigen und zum Teil im Schwerlastverkehr sowie im Kraftwerksbereich zum Einsatz. Nicht zu vermeidende Restemissionen müssen, wie in den Langfristszenarien auch, durch CCU/CCC eliminiert werden. Zur Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer ISE (2021) gab es im November 2024 eine Aktualisierung. Es zeigt sich, dass die Erdgas- und Wasserstoffbedarfe der Langfristszenarien sich in vergleichbaren Bereichen bewegen wie die der übrigen betrachteten Studien. Unter diesem Aspekt bestehen seitens der Bundesnetzagentur keine Bedenken gegen eine Orientierung des Szenariorahmens an den Langfristszenarien. Im Gegenteil spricht für die Verwendung der Langfristszenarien, dass diese bereits in der Vergangenheit Grundlage für den Szenariorahmen Strom waren und eine gemeinsame Grundlage für beide Szenariorahmen leicht herbeigeführt werden kann, ohne Anpassungen am etablierten Vorgehen für den Szenariorahmen Strom vornehmen zu müssen. Aufgrund der Tatsache, dass die Langfristszenarien gleichzeitig die Grundlage der Systementwicklungsstrategie sind, deren Festlegungen nach § 15b Abs. 3 S. 3 EnWG angemessen zu berücksichtigen sind, kommt diesen durch die gesetzliche Wertung sogar eine besondere Bedeutung zu. Unter diesem Aspekt bestehen seitens der Bundesnetzagentur daher keine Bedenken bezüglich der grundsätzlichen Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber.

Mit der Genehmigung ändert die Bundesnetzagentur das vorgeschlagene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber jedoch dahingehend, dass statt der T45-Langfristszenarien die O45-Langfristszenarien herangezogen werden. Am 02.07.2024, mithin am Tag nach Vorlage des Entwurfs für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 bei der Bundesnetzagentur, veröffentlichte die Auftragnehmerin des Langfristszenarien-Projekts mit den sog. Orientierungsszenarien, kurz O45-Szenarien, neue Hauptszenarien, in die aktuelle Entwicklungen und Erkenntnisse der letzten Szenarien einfließen. Diese finden im Rahmen dieser Genehmigung Berücksichtigung, was schon für sich genommen zu Anpassungen bei den vorgeschlagenen Szenarien führt.

Zielsetzung der Orientierungsszenarien ist es, aktuelle Entwicklungen aufzugreifen und Daten zu aktualisieren. Veränderungen in der deutschen und europäischen Energie- und Klimapolitik sowie der Fortschritt in der technologischen Entwicklung werden berücksichtigt. Die Orientierungsszenarien basieren nach Darstellung des beauftragten Konsortiums auf einer umfassenden Aktualisierung der Rahmendaten und einer Anpassung der Restriktionen, um die jüngsten Entwicklungen adäquat in den Langfristszenarien abzubilden. Dies führt im Ergebnis zu einer bewussten Verkleinerung des Lösungsraums in dem Sinne, dass die O45-Langfristszenarien gegenüber den T45-Langfristszenarien etwas weniger extrem in den Annahmen zur Strom- bzw. Wasserstoffnutzung sind. Insgesamt gehen die O45-Langfristszenarien gegenüber den T45-Langfristszenarien

---

<sup>6</sup> Fraunhofer ISE, 2021: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*

Dena, 2021: *Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*

BDI, 2021: *Klimapfade 2.0*

von einem etwas höheren Gesamtenergiebedarf aus, sie bewegen sich aber weiterhin in der Bandbreite anderer veröffentlichter Studien.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind diese Aktualisierungen nachvollziehbar und es erscheint sachgerecht, für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die gegenüber den T45-Langfristszenarien aktualisierten O45-Langfristszenarien zugrunde zu legen. Den Fernleitungsnetzbetreibern war auch durchaus bewusst, dass es neuere Szenarien geben wird und sie weisen im Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ausdrücklich darauf hin, dass zu prüfen sei, inwieweit diese Szenarien im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 einfließen.<sup>7</sup> Im Rahmen der Konsultation wurde ebenfalls angeregt, die Heranziehung der Orientierungsszenarien zu prüfen.

Allerdings weichen die mit der vorliegenden Entscheidung genehmigten Szenarien auch in Teilen von den O45-Langfristszenarien ab. So war für das Jahr 2037 eine Interpolation erforderlich, da die Langfristszenarien für dieses Zwischenjahr keine Werte enthalten. Darüber hinaus werden die thermischen Leistungsangaben in den Langfristszenarien als Heizwerte angegeben, wohingegen die Netzentwicklungsplanung, insbesondere die Modellierung, die Verwendung von Brennwerten erfordert, da dafür die präzise und vergleichbare Angabe von Leistungswerten von entscheidender Bedeutung ist. Die in der Genehmigung festgelegten Mantelzahlen sind daher als Brennwerte angegeben. Für die Umrechnung waren spezifische Faktoren für die jeweiligen Energieträger Erdgas und Wasserstoff anzuwenden. Im Falle von Erdgas beträgt der Umrechnungsfaktor von Heizwert zu Brennwert 1,11<sup>8</sup>. Für Wasserstoff liegt der entsprechende Faktor bei 1,18<sup>9</sup>.

Inhaltliche Abweichungen betreffen darüber hinaus beispielsweise die Einspeiseleistungen in Szenario 1 und Szenario 2. Ziel der Langfristszenarien ist eine kostenorientierte Deckung der Nachfrageseite, ohne einen Angebotsüberschuss zu generieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es jedoch im Rahmen der Netzplanung in gewissem Umfang notwendig, einen Leistungsüberschuss zu unterstellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei geht es nicht um die angenommenen Verbrauchsmengen, sondern um die Kapazitäten, die von den Fernleitungsnetzbetreibern zu schaffen sind, damit auch in unvorhergesehenen oder krisenhaften Situationen eine hinreichende Liquidität der Wasserstoffversorgung gewährleistet werden kann. Eine solche Entwicklung ist auch erwartbar, vergleichbar mit der Entwicklung des Gasmarktes bzw. Gasnetzes in der Vergangenheit.

Auch die Quellenaufteilung bedarf aus Sicht der Bundesnetzagentur einer Korrektur. Im Wasserstoff werden die Kapazitäten an den GÜP nach Einschätzung der Bundesnetzagentur in den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien unterschätzt. Im Verhältnis zu den Importen an GÜP nehmen die Orientierungsszenarien äußerst hohe Speicherkapazitäten für Wasserstoff an. Die Bundesnetzagentur teilt zwar die Prognose, dass Speicher eine wichtige Funktion einnehmen werden und auch hohe Speicherkapazitäten benötigt werden. Da aktuell jedoch hohe Unsicherheiten im Hinblick auf den Speicherausbau bestehen, soll den

---

<sup>7</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 73.

<sup>8</sup> Quellenangabe Erdgas: Konstantin, P. Praxisbuch Energiewirtschaft (2013), S. 222-223.

<sup>9</sup> Quellenangabe Wasserstoff: Konstantin, P. Praxisbuch Energiewirtschaft (2013), S. 222-223.



Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, von den Leistungswerten der Orientierungsszenarien abzuweichen (siehe Abschnitte II B 2.2, S. 45 und II B 3.2, S. 80).

Darüber hinaus sind einzelne Sektoren, die aus Sicht der Bundesnetzagentur relevant und in der Genehmigung zu berücksichtigen sind, in den Orientierungsszenarien gar nicht aufgeführt. Dies betrifft zum Beispiel die inländische Erdgasproduktion. Zudem wird in den Orientierungsszenarien die Annahme getroffen, dass es aus Kostengründen zu keinen Schiffsimporten von Wasserstoff(-derivaten) kommen wird. Die Bundesnetzagentur hält es allerdings für plausibel, dass auch über Import-Terminals Wasserstoff (-derivate) in ein zukünftiges Wasserstoffnetz eingespeist wird (vgl. unter Abschnitt II B 2.2.3, S. 55).

Das Szenario 3 basiert in Grundzügen wie Szenario 2 auf O45-Strom. Über die Anpassungen von Szenario 2 hinaus unterscheidet sich Szenario 3 von O45-Strom dadurch, dass es einen verzögerten und weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas annimmt. Das führt insbesondere für das Jahr 2037 zu Anpassungen gegenüber Szenario 2.

Die Notwendigkeit für ein solches Szenario resultiert aus Sicht der Bundesnetzagentur daraus, dass mit Blick auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft noch sehr unterschiedliche Entwicklungspfade im Bereich des Wahrscheinlichen liegen. So wurde das Kraftwerkssicherheitsgesetz, das die Kraftwerksstrategie der letzten Bundesregierung umsetzen sollte, bislang nicht verabschiedet. Auch eine Wasserstoffspeicherstrategie wurde bis dato nicht beschlossen. Damit fehlen noch wichtige Bausteine, die eine Realisierung der in den Langfristszenarien angenommenen Entwicklungen unterstützen würden. Gleichzeitig zeigt sich im Wärmebereich, dass der Umstieg auf Wärmepumpen und die Anbindung an Wärmenetze deutlich langsamer verläuft, als in den Langfristszenarien angenommen.

Darüber hinaus äußerten sich zahlreiche Stellungnehmer dahingehend, dass ein Szenario mit einem höheren Erdgasbedarf und verzögertem Wasserstoffhochlauf betrachtet werden sollte.

Bei Szenario 4 handelt es sich um ein gesondertes Szenario für das Jahr 2030, das nicht auf den Langfristszenarien basiert. Entsprechend des Entwurfs der Fernleitungsnetzbetreiber wird Szenario 4 zusätzlich zu den Szenarien 1 bis 3, die die Jahre 2037 und 2045 betrachten, genehmigt. (vgl. unter Abschnitt II B 1.4, S. 28)

Die Szenarien entsprechen auch den aktuellen gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Insbesondere bilden alle Szenarien das in § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz verankerte Ziel der Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 ab.

### **1.1 Szenario 1**

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen ein Szenario auf Grundlage des Langfristszenarios T45-H2 vor, das sich durch einen hohen Einsatz von Wasserstoff auszeichnet (im Entwurf des Szenariorahmens als Szenario 2 Fokus Wasserstoff bezeichnet). Dieses gehe auf eine intensive Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Industriesektoren sowie industrielle Hochtemperaturprozesse zurück. In den Sektoren Wärme und Verkehr spiele Wasserstoff hingegen eine im Vergleich zum Stromeinsatz untergeordnete Rolle.

Die Bundesnetzagentur genehmigt dieses Szenario mit Anpassungen als Szenario 1 für 2037 und 2045. So ist dem Szenario wie bereits dargelegt das aktuellere O45-H2 Langfristszenario als Basis zugrunde zu legen, wenngleich die Genehmigung insbesondere auf der Einspeiseseite begründete Abweichungen hiervon vorsieht. (vgl. unter Abschnitt II B 1, S. 21 sowie II B 2, S. 32 bzw. II B 3, S. 64)

Das Langfristszenario O45-H2 zeichnet sich dadurch aus, dass darin, anders als im Langfristszenario O45-Strom, im Gebäudesektor und im Verkehrssektor (auch) Wasserstoff zum Einsatz kommt. Insbesondere im Gebäudesektor kommt allerdings weniger Wasserstoff zum Einsatz als im Langfristszenario T45-H2.

Für das Jahr 2045 sehen die O45-Langfristszenarien, wie bereits die Langfristszenarien T45-Strom\* und T45-H2, keine relevanten Erdgasbedarfe mehr vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber erachten eine Berechnung des Erdgasnetzes für 2045 als nicht erforderlich und schlagen daher vor, sich für das Jahr 2045 auf die Bestimmung eines potenziellen verbleibenden Erdgasnetzes zu konzentrieren.<sup>10</sup> Dem stimmt die Bundesnetzagentur für das Szenario 1 zu. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass auch nach Umstellung eines Teils des Fernleitungsnetzes auf Wasserstoff ein relevantes Fernleitungsnetz verbleiben wird. Dessen Nutzbarkeit für potenzielle Bedarfe ist im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zu beschreiben.

## 1.2 Szenario 2

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen ein Szenario auf Grundlage des Langfristszenarios T45-Strom\* vor, das sich durch den höchsten Elektrifizierungsgrad in allen Sektoren auszeichnet (im Entwurfsdokument als Szenario 1 Fokus Strom bezeichnet). So geht das Szenario u. a. von einer weitreichenden Umrüstung auf Wärmepumpen im Wärmesektor, einer überwiegenden Elektrifizierung des Verkehrssektors und einer weitreichenden Elektrifizierung von Industrieprozessen aus. Wasserstoff kommt in diesem Szenario insbesondere für industrielle Hochtemperaturprozesse, bei schwer zu elektrifizierenden Industriezweigen und für die stoffliche Nutzung zum Einsatz. Wasserstoffkraftwerke dienen in diesem Szenario insbesondere in Phasen des Mangels an erneuerbaren Energien der Aufrechterhaltung im Stromsystem.

Die Bundesnetzagentur genehmigt dieses Szenario mit Anpassungen als Szenario 2 für die Jahre 2037 und 2045. So ist dem Szenario wie bereits dargelegt das aktuellere O45-Strom Langfristszenario als Basis zugrunde zu legen, wenngleich die Genehmigung an verschiedenen Stellen hiervon begründete Abweichungen vorsieht.

Das Szenario 2 ist eng mit dem Szenario B der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 abgestimmt. Die Synchronisierung der Planungsprozesse für Gas und Wasserstoff einerseits und Strom andererseits ist in den Stellungnahmen auf viel positive Resonanz gestoßen. Gleichzeitig wurde vielfach die Kritik geäußert, wonach zwischen den Entwürfen für die Szenariorahmen keine ausreichende inhaltliche Abstimmung stattgefunden habe. So wird moniert, dass eine Abstimmung des Szenariodesigns und der Eingangsparameter in maßgeblichen Punkten wie Kraftwerken und Elektrolyseuren nicht umgesetzt worden sei. Es habe keine ausreichende Abstimmung zur Schaffung einer einheitlichen Datengrundlage stattgefunden. Eine weitere Harmonisierung sei notwendig, Ziel müsse eine zielgerichtete, ganzheitliche Planung und gesamtheitliche Betrachtung sein. In den Stellungnahmen wird zudem angemahnt, dass eine möglichst gute Vergleichbarkeit der Szenarien Strom und Gas/Wasserstoff hergestellt und bei der Genehmigung der Szenariorahmen die Verbindungen und Wechselwirkungen zwischen Strom und Gas/Wasserstoff klargestellt werden sollten.

Die angemahnte enge Verzahnung der Szenarien entspricht auch dem gesetzgeberischen Gedanken. Mit dem Zweiten Gesetz zur Änderung des EnWG wurden die Prozesse der Netzentwicklungsplanung Strom bzw. Gas

---

<sup>10</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 91 und 96.

und Wasserstoff aneinander angeglichen. So soll sich die Planung des Wasserstoffnetzes an den bestehenden Netzentwicklungsprozessen im Gas- und Strombereich orientieren. Dies diene der zunehmenden Schaffung von Kohärenz im Energiesystem, um den Hochlauf von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken mit den Strom- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanungen verknüpfen zu können.<sup>11</sup>

Dieser Kritik bzw. diesen Gedanken trägt insbesondere die Genehmigung des Szenarios 2 Rechnung, das in engem Zusammenhang mit Szenario B der Genehmigung des Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 zu sehen ist. Die erfolgte Abstimmung umfasst sowohl die Mantelzahlen als auch den überwiegenden Teil der konkreten Standorte für Kraftwerke und Elektrolyseure (vgl. Abschnitte II B 2.1.1, S. 32 und 3.1.1 S. 65 bzw. II B 2.2.4 S. 57 sowie Anlagen 1 und 2). Dabei werden die Standorte der Kraftwerke und Elektrolyseure durch die Bundesnetzagentur vorgegeben. Zwar legen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass ein Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern stattgefunden habe. Dieser hatte jedoch keine abgestimmten Kraftwerks- bzw. Elektrolyseurliste zum Ergebnis. Vielmehr führen die Fernleitungsnetzbetreiber aus, dass sie die Abstimmung einer gemeinsamen Kraftwerksliste begrüßen würden.<sup>12</sup> Auch aus Sicht der Bundesnetzagentur sind abgestimmte Kraftwerks- und Elektrolyseurstandorte von zentraler Bedeutung für ein abgestimmtes Szenario, da die Anlagen die konkreten Schnittstellen zwischen den Netzen darstellen und ihnen somit eine Bedeutung zukommt, die unter diesem Aspekt noch über die Bedeutung der übrigen Annahmen hinausgeht. Da von den Netzbetreibern keine abgestimmten Listen vorgelegt wurden, erfolgte die Erstellung im Rahmen des Genehmigungsprozesses durch die für die Netzentwicklungspläne zuständigen Referate der Bundesnetzagentur.

Eine Modellierung des Fernleitungsnetzes für das Jahr 2045 kann auch für Szenario 2 unterbleiben, da wie in Szenario 1 keine relevanten Erdgasbedarfe anzunehmen sind, die eine Modellierung notwendig erscheinen lassen. Stattdessen hat eine Beschreibung des verbleibenden Fernleitungsnetzes zu erfolgen. Zur Begründung wird auf die entsprechenden Ausführungen zu Szenario 1 verweisen.

### 1.3 Szenario 3

Mit ihrem Szenario 3 Fokus Reduzierte Effizienz schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber ein Szenario auf Grundlage des Langfristszenarios T45-RedEff vor und führen dazu aus, dass dieses auf dem Langfristszenario T45-Strom beruhe, jedoch von einem geringeren Grad der Effizienzsteigerung ausgehe.

Das vorgeschlagene Szenario kann in dieser Form nicht genehmigt werden. Dies begründet sich vor allem dadurch, dass eine Aktualisierung des T45-RedEff im Rahmen der Orientierungsszenarien nicht erfolgt ist. Es ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auch nicht sinnvoll, trotzdem an dem Szenario in der vorgeschlagenen Form festzuhalten, da das Szenario RedEff aus einer früheren Generation der Langfristszenarien stammt, was dazu führt, dass keine Vergleichbarkeit mit den anderen Szenarien mehr gegeben ist. Es trägt daher nicht zum Aufspannen eines sinnvollen Lösungsraums bei. Dies zeigt sich beispielsweise daran, dass aufgrund der Aktualisierungen im Rahmen der Orientierungsszenarien die Annahmen für den Wasserstoffbedarf für 2037 in den O-Langfristszenarien über denjenigen des T45-RedEff liegen.

---

<sup>11</sup> BT-Drs. 20/10014, S. 1.

<sup>12</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 70.

Die Bundesnetzagentur genehmigt daher das Szenario 3 in dem aus Tenorziffer zu 1. ersichtlichen abgewandelten Umfang für 2037 und 2045.

Szenario 3 zeichnet sich durch einen gegenüber den Szenarien 1 und 2 verlangsamten und weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas aus. Es wird angenommen, dass auch im Jahr 2045 und darüber hinaus in gewissem Umfang Erdgasbedarfe fortbestehen.

In den von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarien war kein Szenario enthalten, in dem ein relevanter Teil des Fernleitungsnetzes bis 2045 und darüber hinaus erhalten bleibt und weiter für Erdgas genutzt wird. Dies entspricht auch den Langfristszenarien, die das gesetzlich vorgegebene Ziel der Treibhausgasneutralität über einen nahezu vollständigen Ausstieg aus dem Erdgas und damit verbundenem schnellen Hochlauf von Wasserstoff sowie einem hohen Maß an Elektrifizierung erreichen. So wird für den Kraftwerksbereich eine Dekarbonisierung nach aktuellen Ansätzen, beispielsweise im Rahmen der Langfristszenarien und konsequenterweise auch der Systementwicklungsstrategie, vor allem durch Wasserstoffkraftwerke erreicht. Ein Fortbestand des Fernleitungsnetzes in relevantem Umfang scheint aber zumindest im Bereich des Möglichen. Ein technologieoffener Ansatz bestünde darin, dass die erforderliche Dekarbonisierung anders erreicht wird, so z. B. über den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung bzw. -Speicherung (CCU/CCS)<sup>13</sup>.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine solche Entwicklung zumindest nicht ausgeschlossen, weshalb eine Betrachtung im Sinne einer robusten Planung sinnvoll erscheint. Daher wird ein Szenario 3 genehmigt, das wie Szenario 2 auf dem Langfristszenario O45-Strom basiert, aber einen gegenüber Szenario 2 weniger ambitionierten und weniger weitreichenden Ausstiegspfad für Erdgas vorsieht.

Konkret bedeutet das für den Kraftwerksbereich, dass für bereits geplante Erdgaskraftwerke angenommen wird, dass bei diesen auch zukünftig Erdgas, dann allerdings in Kombination mit CCU/CCS, zum Einsatz kommt. Für bestehende Kraftwerke wird angenommen, dass sich die Transformation auf Wasserstoff verzögert, was dazu führt, dass diese 2037 noch mit Erdgas betrieben werden, 2045 aber auf Wasserstoff umgestellt haben. Für neugeplante Wasserstoffkraftwerke, bei denen es sich nicht um umgestellte Erdgaskraftwerke handelt, wird ebenfalls eine Verzögerung unterstellt. Diese werden 2037 nur zu einem geringen Teil berücksichtigt, im Jahr 2045 werden sie als Wasserstoffkraftwerke angesetzt (siehe hierzu Abschnitt II B 2.1.1, S. 32). Auch im Wärmebereich erscheint eine verzögerte Transformation möglich (siehe hierzu Abschnitt II B 3.1.3, S. 72), weshalb im Szenario 3 für das Jahr 2037 höhere Kapazitäten in diesem Sektor angesetzt werden. Für das Jahr 2045 werden, wie in den anderen Szenarien, für den Wärmebereich keine Erdgaskapazitäten mehr angenommen. Auch für den Industriesektor wird ein verzögerter Ausstieg aus dem Erdgas angenommen.

Im Ergebnis führen die Anpassungen dazu, dass für das Jahr 2037 eine Verzögerung angenommen wird, im Jahr 2045 jedoch die Annahmen des Szenarios 2 erreicht werden.<sup>14</sup> Die Kraftwerke bilden insofern eine Ausnahme, als sie in Teilen auch im Jahr 2045 und darüber hinaus im Erdgas verbleiben. Eine weitere Ausnahme stellt die

---

<sup>13</sup> Die Dekarbonisierung kann durch den Einsatz unterschiedlicher Technologien erfolgen, die den dauerhaften Ausstoß von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre weitestgehend verhindern, aktuell ist die Nutzung von CCU/CCS die im Fokus stehende Technologie. Daher wird im Folgenden zur besseren Lesbarkeit lediglich auf diese verwiesen.

<sup>14</sup> Auf vergleichbare Werte kommt auch das Gutachten „Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz“, abrufbar unter: <https://t1p.de/pn3pd> (zuletzt abgerufen am 27. 03. 2025)

Elektrolyse (Einspeisung Wasserstoff) dar, bei der für das Jahr 2045 aber zumindest der Leistungswert des sog. Projektsockels vorgegeben wird (32 GW<sub>el</sub>, siehe im Folgenden, Abschnitt B II 2.2.4, S. 57).

Das von der Bundesnetzagentur veränderte Szenario 3 trägt im Ergebnis auch den Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber Rechnung, wonach die Langfristszenarien und die daraus abgeleitete Systementwicklungsstrategie mit ihren Ankerpunkten keine Prognose darstellen, sondern mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele aufzeigen. Die Netzplanung solle aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber offen bleiben für Entwicklungen, die am Rande oder außerhalb des gezeichneten Trichters liegen.<sup>15</sup> Rechtlich kann einem solchen Ansatz, Entwicklungen außerhalb des durch die Szenarien aufgezeigten Trichters bei der Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen, natürlich nicht gefolgt werden. Anderenfalls verlöre der Szenariorahmen seinen Sinn und die Netzentwicklungsplanung würde ins Beliebig abdriften. Aber das inhaltliche Ansinnen der Fernleitungsnetzbetreiber, den Szenariotrichter breiter auszugestalten, um die noch offenen Entwicklungen abzubilden, ist vernünftig. Genau aus diesem Grunde hat die Bundesnetzagentur die Szenarien überarbeitet und insbesondere Szenario 3 deutlich verändert.

Das Szenario 3 trägt in der Ausgestaltung dieser Genehmigung zudem den Stellungnahmen Rechnung, die kritisieren, dass die Annahmen zu Wasserstoff in allen Szenarien des Entwurfs für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 sehr ambitioniert seien und keine Bandbreite darstellten. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, dass ein Szenario, das auch einen verzögerten Wasserstoffnetzausbau abbilde, ergänzt werden solle. Vielfach wird in den Stellungnahmen ein Szenario gefordert, das die auf Basis aktueller Daten und Bedarfsprognosen wahrscheinlichste Entwicklung abbildet. Angesichts bestehender Offenheit des Transformationsprozesses sei es wichtig, diese Unsicherheiten im Szenariorahmen abzubilden. Ausdrücklich wird ein Szenario gefordert, in dem der Erdgasbedarf deutlich höher ausfällt als in den Szenarien des Entwurfs vorgesehen. Im Zusammenhang mit der zu erwartenden Entwicklung wird auch darauf hingewiesen, dass es für die Transformation entsprechend der Szenarien flankierender Maßnahmen bedürfe.

Für das Jahr 2045 entsprechen die Annahmen des Szenarios 3 im Wesentlichen denen des Szenario 2. Eine Ausnahme stellen wie dargelegt die Annahmen zu den Kraftwerken dar, da in diesem Szenario davon ausgegangen wird, dass bestimmte Kraftwerke weiterhin mit Erdgas betrieben werden. Dies führt zu relevanten Erdgasbedarfen auch im Jahr 2045. Anders als in Szenario 1 und 2 ist eine Modellierung des Fernleitungsnetzes für 2045 bei Szenario 3 notwendig. Dabei ist in dieser Modellierung die Wirkung der Kapazitätsbereitstellung bei Kunden, deren Kapazitätsprodukte mit Auflagen versehen sind, zu berücksichtigen.

#### 1.4 Szenario 4

Darüber hinaus schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber mit ihrem Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit ein weiteres Szenario vor. Sie führen dazu aus, dass der Vergleich zwischen der Entwicklung der betrachteten Langfristszenarien und den gemeldeten Bedarfen insbesondere für Erdgas eine große Bandbreite hinsichtlich der Bedarfsentwicklung zeige. Zudem sehe die geplante Kraftwerksstrategie der Bundesregierung den Zubau von weiterer Kraftwerksleistung mittels „H2-ready“-Gaskraftwerken vor. Das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit diene dazu, der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in besonderer Weise Rechnung zu tragen. Als Grundlage dienten die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber in Kombination mit den Daten aus der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoff. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen

---

<sup>15</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 77.

insbesondere auch auf die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV. Dieser Gedanke trägt jedoch nicht. Die Bundesnetzagentur weist in ständiger Praxis darauf hin, dass derartige Individualansprüche gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern aus nachrangigen Recht keine Bindung für die Bundesnetzagentur im Rahmen der Ausgestaltung der im öffentlichen Interesse liegenden und an volkswirtschaftlichen Kriterien orientierten Netzausbauplanung begründen können. Außerdem weist § 39 GasNZV selbst bereits darauf hin, dass die dort verankerten individuellen Ausbauprühe nur im Rahmen dessen, was zuvor in der Netzausbauplanung bestätigt wurde, bestehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten eine zusätzliche Modellierung der Erdgasinfrastruktur für notwendig, um die Auswirkung dieser Anfragen zu ermitteln. Dabei schlagen sie eine Modellierung für die Jahre 2030 und 2037 vor.

Darüber hinaus schlagen sie eine sogenannte bedarfsorientierte Modellierungsvariante des Wasserstoffnetzes für das Jahr 2037 vor, die auf Basis der Marktabfrage für Wasserstoff sowie der Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber erfolgen soll. Ziel der Modellierungsvariante sei, das Potenzial des Wasserstoff-Kernnetzes auszuschöpfen, um möglichst viele Bedarfsmeldungen berücksichtigen zu können. Konkrete Leistungsannahmen sind in dem Vorschlag nicht enthalten, vielmehr solle im Rahmen der Modellierung festgelegt werden, wie viel Leistung berücksichtigt werden könne<sup>16</sup>.

Die Bundesnetzagentur genehmigt dieses Szenario für das Jahr 2030 mit Anpassungen. Für das Jahr 2037 wird der Vorschlag abgelehnt (hierzu siehe unmittelbar folgender Abschnitt II B 1.5, S. 30).

Ogleich eine Modellierung für das Jahr 2030 gesetzlich nicht vorgesehen ist, hält die Bundesnetzagentur die Betrachtung eines weiteren Stützjahres im Verlauf bis 2037 für das Fernleitungsnetz für sinnvoll. In der Vergangenheit wurden im Rahmen des Netzentwicklungsplan Gas Modellierungen durchgeführt, die fünf bzw. zehn Jahre in die Zukunft blickten. Mit nunmehr zwölf bzw. 20 Jahren verlagern sich die Modellierungen deutlich weiter in die Zukunft. Eine (zusätzliche) Modellierung des Fernleitungsnetzes für das Jahr 2030 kann diesen Übergang unterstützen.

Weiterhin wird die Betrachtung dieses Szenarios im Rahmen des Netzentwicklungsplans auch durch die aktuelle Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer ISE gestützt, bei der in zwei von vier betrachteten Energieentwicklungspfaden von einer steigenden Erdgasversorgung in 2030 im Vergleich zu 2023 ausgegangen wird.<sup>17</sup> Dabei erreichen diese beiden Szenarien ebenfalls die Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045.

Mit der Genehmigung des Szenario 4 geht die Bundesnetzagentur gleichzeitig auf die zahlreichen Stellungnahmen ein, die die Modellierung eines solchen Szenarios begrüßen. Es sei wichtig, mit der Modellierung des Jahres 2030 einen Zwischenstand aufzuzeigen. Insgesamt wird im Zusammenhang mit Szenario 4 2030 auf Unsicherheiten in Bezug auf die Bedarfsentwicklung verwiesen. Einerseits wird eine

---

<sup>16</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 90.

<sup>17</sup> Fraunhofer ISE, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess, 2024, abrufbar unter: <https://t1p.de/z47e5> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

Orientierung an konkreten Meldungen begrüßt, andererseits wird aber auch darauf verwiesen, dass es je nach Umgang mit den Bedarfsmeldungen zu großen Verzerrungen kommen könne.

Insbesondere weil es sich um ein zusätzliches Szenario handelt, überwiegen aus Sicht der Bundesnetzagentur die Argumente für die vorgeschlagene Modellierung. Gleichzeitig legt die Bundesnetzagentur Wert auf die Feststellung, dass mit der Genehmigung des Szenariorahmens noch nicht die Vorfestlegung verbunden ist, dass alle aus den unterschiedlichen Szenarien resultierenden Maßnahmen auch Eingang in den Netzentwicklungsplan finden. Die Szenarien bilden einen Trichter für wahrscheinliche Entwicklungen. Sie bedeuten nicht, dass der Trichter gleichzeitig die Vereinigungsmenge aller in den Netzentwicklungsplan aufzunehmenden Maßnahmen aufspannt. Im Netzentwicklungsplan Strom werden beispielsweise im Sinne eines No regret Ansatzes zumindest diejenigen Maßnahmen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan bestätigt, die sich als Schnittmenge in allen Szenarien als erforderlich herausstellen.

Außerdem ist speziell mit dem Szenario 4 seitens der Bundesnetzagentur die Erwartungshaltung verknüpft, dass ein Netzausbau im Fernleitungsnetz, der schon 2037, aber auch in 2045, nicht mehr benötigt wird, vermieden wird. Im Gegenteil sollten Maßnahmen ergriffen werden, die weiteren Netzausbau im Gasnetz vermeiden, so zum Beispiel durch den Einsatz von MBI, vgl. auch Tenorziffer zu 4. sowie Abschnitt II B 6, S. 101.

Dieses Vorgehen entspricht auch der Einschätzung aus den Stellungnahmen, wonach der Einsatz marktbasierter Instrumente realistisch erscheine, um Engpässe zu vermeiden. Es sei jedoch sinnvoll, den potentiellen Ausbaubedarf zu bestimmen und ihn im Folgenden dem Potenzial marktbasierter Instrumente gegenüberzustellen.

## **1.5 Ablehnung der Versorgungssicherheitsvariante 2037**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Versorgungssicherheitsvariante für das Jahr 2037 wird von der Bundesnetzagentur hingegen nicht genehmigt.

### **1.5.1 Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Wasserstoff 2037**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Wasserstoff für das Jahr 2037 hat aus Sicht der Bundesnetzagentur keine gesetzliche Grundlage und ist auch in der Sache nicht zielführend.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen für 2037 eine Modellierung des Wasserstoffnetzes auf Basis der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoff sowie der Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber vor. Dabei soll erst im Rahmen der Modellierung festgelegt werden, wie viel Leistung berücksichtigt werden soll. Ziel sei es, das Potenzial des Wasserstoff-Kernnetzes auszuschöpfen, um möglichst viele Bedarfsmeldungen berücksichtigen zu können. Zudem werde im Rahmen der Modellierung analysiert, mit welchen ergänzenden Maßnahmen das Wasserstoff-Kernnetz weitere Bedarfe aufnehmen könne.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 90f.

Nach dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber handelt es sich, anders als bei der Betrachtung des Jahres 2030 als Zwischenjahr für das Erdgasnetz, nicht um eine zusätzliche Modellierungsvariante, sondern ein Szenario, mit dem die gesetzlichen Anforderungen erfüllt werden sollen. Dies ist jedoch nicht der Fall. Das Gesetz sieht in § 15b Abs. 2 S. 1 EnWG vor, dass der Szenariorahmen unter anderem drei Szenarien umfasst, die mindestens für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Herangehensweise entspricht dem nicht. Denn nach dem Vorschlag soll das Wasserstoffnetz in dieser Variante nicht anhand von angenommenen Bedarfen ermittelt werden. Vielmehr schlagen sie vor, erst im Rahmen der Modellierung festzulegen, wie viel Leistung berücksichtigt werden soll. Grundlage der Berechnung soll das am 22.10.2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sein, das auf sein Potenzial hin untersucht werden soll.

Zwar ist das Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber an einer solchen Überprüfung durchaus nachvollziehbar. Dieses Vorgehen stellt jedoch eher einen Stresstest für das als gesetzlich angenommene Wasserstoff-Kernnetz dar und widerspricht dem Gedanken des § 28q Abs. 8 S. 7 EnWG, der das Verhältnis des Wasserstoff-Kernnetzes zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff regelt. Danach werden Projekte, deren planerische Inbetriebnahme vor dem Ablauf des 31.12.2027 erfolgen soll, im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff nur überprüft, sofern mit ihrer Durchführung bis zum Ablauf des 31.12.2025 noch nicht begonnen worden ist. Dies bedeutet im Umkehrschluss aber, dass alle Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes, die diesen Kriterien nicht unterfallen, im Rahmen der Netzentwicklungsplanung voll überprüft werden. Das setzt aber voraus, dass das Netz nicht Grundlage, sondern Ergebnis einer Modellierung ist. Grundlage der Modellierung können nur die angemessenen Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung oder Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff und deren Austausch mit anderen Ländern sowie der Dekarbonisierung nach § 15b Abs. 3 S. 1 EnWG sein. Die vorgeschlagene Modellierungsvariante ist daher abzulehnen.

### **1.5.2 Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Erdgas 2037**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Modellierungsvariante für Erdgas 2037 basiert, wie Szenario 4, auf Bedarfsmeldungen der Gaskunden an die Fernleitungsnetzbetreiber.

Dabei setzen die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere für die Meldungen der Verteilernetzbetreiber gewisse Reduzierungen an. Für Kraftwerke und Industrie enthält der Vorschlag jedoch keine konkreten Annahmen zu Reduzierungen, sondern verweist auf eine noch abzustimmende Kraftwerksliste und eine etwaige Kürzung von Industriemeldungen im Rahmen der Modellierung. Für die GÜP nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber in dieser Modellierungsvariante einen Rückgang der Ausspeiseleistung von 30 % entsprechend zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland an. Für die Einspeiseleistung schlagen sie eine Aufteilung auf die Einspeisequellen GÜP, Speicher und LNG im Rahmen der Modellierung vor.

Die Bundesnetzagentur sieht diesen Vorschlag insoweit kritisch, als er nicht in ein Szenario eingebettet ist, dass eine Entwicklung der Annahmen bis zum Jahr 2045 abbildet. Vielmehr entspricht das vorgeschlagene Vorgehen dem bisherigen Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber, wonach die Auslegung des Netzes sich nach konkreten Bedarfsmeldungen und damit letztlich den Ausbauwünschen einzelner Akteure richtet.

Eine Verzahnung der bis 2045 zu erreichenden Ziele mit den kurzfristigeren Bedarfsmeldungen bildet Szenario 3, das ein Gesamtbild ermöglicht, aus Sicht der Bundesnetzagentur besser ab. Auch inhaltlich ist der nachvollziehbare Ansatz, im Sinne der Versorgungssicherheit einen gegenüber den Langfristszenarien



konservativeren Ausstieg zu betrachten, über Szenario 3, das eine verzögerte Transformation in Kombination mit mehr Technologieoffenheit annimmt, ausreichend abgebildet. Insbesondere trägt das Szenario 3 in der Ausgestaltung dieser Genehmigung auch den zahlreichen Stellungnahmen, die das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit der Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen, ausreichend Rechnung. Die vorgeschlagene bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Erdgas 2037 hätte demgegenüber keinen Mehrwert und ist aus Sicht der Bundesnetzagentur daher entbehrlich.

## 2. Wasserstoff

Nachfolgend werden, jeweils nach Darlegung einleitender Ausführungen zu den grundsätzlichen Annahmen über die Aus- und Einspeiseleistung (vgl. Abschnitte II B 2.1, S. 32 und II B 2.2, S. 45), die in Tenorziffer zu 1. bestimmten Mantelzahlen und Mindestvorgaben zu den einzelnen Sektoren der Ausspeise- und Einspeiseleistung begründet. Im Rahmen dieser Begründungen zu den einzelnen Sektoren werden die unter Abschnitt II B 1, S. 21 aufgeführten Szenarien jeweils betrachtet.

### 2.1 Annahmen über die Ausspeiseleistung

§ 15b Abs. 3 S. 1 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, für die Szenarien angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung oder Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff und deren Austausch mit anderen Ländern sowie der Dekarbonisierung zugrunde zu legen.

Der Verpflichtung, Annahmen über die Entwicklung der Ausspeiseleistung von Wasserstoff zu treffen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber insoweit nachgekommen, als sie Studien und Veröffentlichungen zu zukünftigen Entwicklungen u. a. des Wasserstoffbedarfs analysiert haben, wobei drei vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz in Auftrag gegebene Langfristszenarien die Grundlage des Entwurfs für den Szenariorahmen bilden.<sup>19</sup> Darüber hinaus haben sie mit der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffprojekte projektbezogene Bedarfe an Wasserstoff erfasst<sup>20</sup> und erstmalig den Wasserstoffkapazitäts- und Mengenbedarf 2025-2035 bei den Verteilernetzbetreibern abgefragt<sup>21</sup>. Auf dieser Basis haben sie für die jeweiligen Szenarien Annahmen über die Entwicklung der Ausspeiseleistung von Wasserstoff getroffen.

Diese Annahmen werden im Rahmen dieser Genehmigung für jeden Sektor auf Basis des Entwurfs der Fernleitungsnetzbetreiber, vorliegender Daten und einschlägiger Studien bewertet und bei Bedarf angepasst bzw. um weitere, aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderliche, Annahmen ergänzt. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur, insbesondere die Herleitung einzelner Annahmen, wird im Folgenden erläutert.

#### 2.1.1 Kraftwerke

In Bezug auf die Wasserstoffkraftwerke werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die in Tenorziffer zu 1. bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen. Sie

---

<sup>19</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 73ff.

<sup>20</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 51ff.

<sup>21</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 62f.

werden ferner gem. Tenorziffer zu 2. verpflichtet, bei der Modellierung die Leistungswerte aus der angefügten Standortliste für Kraftwerke (Anlage 1) anzusetzen. Sofern in einem Szenario die Summe der standortscharfen Leistungswerte aus dieser Standortliste unter der in Tenorziffer zu 1. angegebenen Mantelzahl liegt, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die entsprechende Differenz aufzufüllen, indem sie weitere Kapazitäten an für das Wasserstoffnetz netzdienlichen Standorten ansetzen.

Für die Wasserstoffkraftwerke legen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf für die von ihnen vorgeschlagenen Szenarien Zielgrößen, d. h. einen bestimmten Summenwert (installierte Gaskraftwerksleistung in  $\text{GW}_{\text{el}}$ ) je nach Szenario und Betrachtungsjahr fest.<sup>22</sup> Diese orientieren sich an den Langfristszenarien T45-Strom\*, T45-H<sub>2</sub> und T45-RedEff. Auf Basis der gemeinsamen Marktabfrage wurden zudem Summenwerte für die Jahre 2025 bis 2035 für den Sektor Kraftwerke ermittelt<sup>23</sup>, insbesondere die Ausspeiseleistung (in  $\text{GWh/h}$ ) und – mengen (in TWh). Ferner legen die Fernleitungsnetzbetreiber für die Wasserstoffszenarien je Zieljahr für den „Umwandlungssektor/Kraftwerke“ einen Summenwert der Leistungsbedarfe auf Grundlage der Parameter aus den Langfristszenarien fest<sup>24</sup>. Im Hinblick auf die Regionalisierung verweisen sie auf eine noch zu erstellende konsolidierte Kraftwerksliste, die aufbauend auf der von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten Erdgaskraftwerksliste in Anlage 3 des Entwurfs des Szenariorahmens und den Ergebnissen der gemeinsamen Marktabfrage in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur erstellt werden soll.<sup>25</sup>

In der Konsultation haben mehrere Stellungnehmer die Bedeutung einer systemübergreifenden Kraftwerksliste hervorgehoben, um in Bezug auf die Schnittstellen der Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur ein abgestimmtes Vorgehen zu gewährleisten. Hinsichtlich der von den Fernleitungsnetzbetreibern im Wasserstoff angesetzten Kraftwerkskapazitäten gab es zudem zahlreiche, auch widerstreitende Einschätzungen. Während einige Stellungnahmen den von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Ansatz befürworten, wird in anderen Stellungnahmen die Angemessenheit der angesetzten Kapazitäten angezweifelt.

Die im Rahmen der Tenoranhörung eingereichten Stellungnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber zur Standortliste für Kraftwerke wurden durch die Bundesnetzagentur wie am Ende von Abschnitt II B 3.1.1 dargestellt berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur kann den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zur Berücksichtigung der Wasserstoffkraftwerke nicht genehmigen, da zum einen für die Mantelzahlen die Zielgrößen aus den aktuelleren Langfrist-Orientierungsszenarien zugrunde zu legen sind. Des Weiteren überzeugt das vorbeschriebene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber nicht in allen Schritten und weist nach Überzeugung der Bundesnetzagentur Unvollständigkeiten auf, insbesondere fehlte es an einer final abgestimmten und plausibilisierten gemeinsamen Kraftwerksliste der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bundesnetzagentur gibt daher die unter Tenorziffer zu 1. angegebenen Mantelzahlen vor.

---

<sup>22</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 12, Tabelle 3.

<sup>23</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 57, Tabelle 23.

<sup>24</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 80, Tabellen 32, 33 und 34 sowie S. 87ff., Abbildungen 27-29.

<sup>25</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 70, 82 und 100.

Dabei dient die jeweilige Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien als Zielgröße, wobei bei einigen Szenarien aufgrund der verwendeten Methodik kleinere Anpassungen vorgenommen wurden. Ausnahme stellt das Szenario 3 2037 dar, bei dem eine verzögerte Transformation auf Wasserstoff betrachtet wird. Die ausführliche Beschreibung der Methodik der einzelnen Szenarien ist unten aufgeführt. Die Mantelzahlen sind auch im Einklang mit den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie, die gem. § 15b Abs. 3 Satz 3 EnWG angemessen zu berücksichtigen sind. So geben die Ankerpunkte für das Jahr 2035 eine Leistung für steuerbare Kraftwerke von 50-60 GW<sub>el</sub> und für 2045 von 60-80 GW<sub>el</sub> vor. Die Spanne der elektrischen Leistung aus Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken aus den Szenarien 1-3 beträgt für 2037 46-64 GW<sub>el</sub> und für 2045 60-81 GW<sub>el</sub> und ist damit mit den Vorgaben aus der Systementwicklungsstrategie vereinbar.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur die unter Tenorziffer zu 2. angefügte Standortliste (Anlage 1) erstellt, welche die in den jeweiligen Szenarien zu berücksichtigenden standortscharfen Kraftwerkskapazitäten festlegt. Basis dieser Standortliste sind die Anfragen der Neubaukraftwerke nach §§ 38, 39 GasNZV, die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 21.11.2024)<sup>26</sup> sowie die gemeinsame Marktabfrage für Wasserstoff, die allerdings nur Projekte bis zum Jahr 2035 erfasst. In zukünftigen Netzentwicklungsplänen sollten entsprechende Marktabfragen unbedingt auch die in den Netzentwicklungsplänen vorgesehenen Zieljahre enthalten.

Für die Erstellung der Standortliste hat die Bundesnetzagentur des Weiteren eine Zuordnung von Kraftwerksstandorten aus der von den Fernleitungsnetzbetreibern als Anlage 3 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 erstellten Erdgaskraftwerksliste und den neu geplanten Kraftwerksprojekten aus der Marktabfrage für Wasserstoff von den Fernleitungsnetzbetreibern eingefordert. Mithilfe dieser von den Fernleitungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Zuordnung können bestehende Kraftwerksstandorte im Erdgas ermittelt werden, welche zukünftig am Standort ein Wasserstoffkraftwerk planen. Diese Information ist erforderlich, um in den einzelnen Szenarien eine Doppelberücksichtigung von Kraftwerkskapazitäten sowohl im Erdgas als auch im Wasserstoff grundsätzlich zu vermeiden.

Zwar wurde in einer Stellungnahme die zeitliche Flexibilität für Kraftwerke bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff gefordert, da diese für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, insbesondere in Spitzenlastfällen entscheidend sei. Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass der Transformationsprozess eine große Herausforderung für alle Beteiligten darstellt und ein genaues Umstellungsdatum aktuell nur schwer zu prognostizieren ist. Der von der Bundesnetzagentur gewählte Ansatz, in den für die Modellierung relevanten Zieljahren für jeden Kraftwerksblock jeweils nur einen Energieträger anzusetzen, entspricht jedoch dem Ziel einer effizienten Netzplanung, da der Bau einer doppelten Infrastruktur, der nur für den begrenzten Zeitraum der Umstellung einzelner Kraftwerksblöcke benötigt wird, vermieden werden muss. Der rollierende Prozess der Netzentwicklungsplanung eröffnet jedoch die Möglichkeit, die Zeitansätze der Umstellungsplanungen in jedem Zyklus der Netzentwicklungsplanung entsprechend der zunehmenden Konkretisierung anzupassen. Zudem werden - in Anlehnung an das Verfahren der Marktraumumstellung - umfangreiche und enge Abstimmungsprozesse der Beteiligten aufzubauen sein.

Weiterhin erfolgte bei der Erstellung der Standortliste für Kraftwerke eine enge Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom. Das Szenario 1 enthält sowohl die gleiche Mantelzahl als auch die gleichen standortscharfen Kapazitäten wie das Szenario A aus dem Szenariorahmen Strom. Für Szenario 2 sind ebenfalls

---

<sup>26</sup> Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der endgültig stillgelegten Anlagen (Stand: 21.11.2024)*, abrufbar unter: <https://t1p.de/mqvq0> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

die gleiche Mantelzahl und auch die gleichen standortscharfen Kapazitäten wie im Szenario B und Szenario C aus dem Szenariorahmen Strom enthalten. Für diese Szenarien werden demzufolge gemeinsame Eingangsparameter für die Kraftwerke in den Netzplanungen zugrunde gelegt. Lediglich für das Zieljahr 2045, bei dem die abgestimmten Mantelzahlen nicht durch die Summe der Leistungswerte aus der Standortliste für Kraftwerke erreicht werden, sollen die Netzbetreiber Kraftwerkskapazitäten an jeweils netzdienlichen Standorten ansetzen. Ein Standort ist im Wasserstoffnetz dann netzdienlich, wenn durch die an diesem Standort angesetzten weiteren Kapazitäten kein zusätzlicher bzw. ein geringerer Netzausbau als an anderen Standorten resultiert. In zukünftigen Netzentwicklungsplänen können die Planungen dann bei Konkretisierung der Kraftwerksstandorte angepasst und die notwendigen Netzausbaumaßnahmen konkreter bestimmt werden. Bei der Auswahl der netzdienlichen Standorte sollten nach Möglichkeit bestehende Kraftwerksstandorte gewählt und auf eine deutschlandweite Verteilung geachtet werden.

Auch aufgrund dieser Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom werden in der Standortliste für Kraftwerke elektrische Leistungswerte für die Kraftwerke vorgegeben. Auf die Bestimmung der Gaskapazitäten in GWh/h wurde verzichtet, da der Bundesnetzagentur keine hinreichend validen und vollständigen Daten zu den Wirkungsgraden der Kraftwerke vorliegen. Die in der Netzplanung zu berücksichtigenden Gaskapazitäten sind vielmehr durch die Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der zu den Projekten vorliegenden Informationen in sinnvoller Weise zu bestimmen, sodass die in der Standortliste angegebenen elektrischen Leistungswerte hinreichend abgebildet werden.

Heizwerke mit reiner Wärmeauskoppelung, also keiner elektrischen Leistung, sind in der Standortliste nicht enthalten. Dies ist auch im Einklang mit den zugrunde gelegten Orientierungsszenarien der Langfristszenarien, welche in den Mantelzahlen für Kraftwerke zwar die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme miteinbezieht, nicht aber die reine Erzeugung von Wärme. Eine Berücksichtigung dieser Projekte kann in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD) und Industrie erfolgen. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass Projekte aus der gemeinsamen Marktabfrage mit zugeordneten Kraftwerksstandorten im Erdgas keine Doppelberücksichtigung sowohl im Erdgas- als auch im Wasserstoffnetz erfahren sollen. Heizwerke aus der Marktabfrage mit zugeordnetem Standort im Erdgas, welche in einem Szenario bereits entsprechend der Standortliste im Erdgas berücksichtigt sind, sind daher nicht noch zusätzlich im zugehörigen Wasserstoffszenario anzusetzen.

Die gesamte Kraftwerksleistung der einzelnen Szenarien setzt sich jeweils aus der Summe der elektrischen Leistung der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke zusammen. Szenario 1 beinhaltet dabei für 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke mit einer gesamten Kraftwerksleistung von 46 GW<sub>el</sub> und für 2045 nur noch Wasserstoffkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 60 GW<sub>el</sub>. Szenario 2 beinhaltet für 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke mit einer gesamten Kraftwerksleistung von 62 GW<sub>el</sub> und für 2045 nur noch Wasserstoffkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 81 GW<sub>el</sub>. Die gesamte Kraftwerksleistung für Szenario 3, bestehend aus Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken, beträgt für 2037 64 GW<sub>el</sub> und für 2045 81 GW<sub>el</sub>. Im Folgenden sind die methodischen Ansätze für den Anteil der Wasserstoffkraftwerke an der gesamten Kraftwerksleistung für die einzelnen Szenarien zur Erstellung der Standortliste dargestellt.

Szenario 1 2037: Die Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien gibt eine elektrische Leistung von 28 GW<sub>el</sub> für Wasserstoffkraftwerke vor, welche als Zielgröße für die Ausarbeitung des methodischen Ansatzes dient. Auf Basis der Marktabfrage sind im Wasserstoff 50 GW<sub>el</sub> an geplanten Kraftwerksprojekten gemeldet. Es liegt also eine Überzeichnung vor. Für dieses Szenario sind daher jene

Projekte angesetzt, die aufgrund der Angabe des Projektstatus in der Marktabfrage eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit erwarten lassen. Weiterhin ist auch das geplante Jahr der Inbetriebnahme der Kraftwerksprojekte berücksichtigt. So werden alle Projekte mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2030 berücksichtigt, da ggf. erforderliche Netzausbaumaßnahmen für diese Projekte bereits im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff ermittelt werden müssen, um damit das Jahr der Inbetriebnahme einhalten zu können. Für Projekte mit einem Inbetriebnahmedatum nach 2030, die den Projektstatus Projektidee oder Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung haben, also eine geringere Realisierungswahrscheinlichkeit als andere Projekte erwarten lassen, werden in diesem Szenario keine Wasserstoffkapazitäten angesetzt. Sofern diese Projekte einem bekannten Kraftwerksstandort im Erdgas zugeordnet werden konnten, werden für die Kraftwerke in diesem Szenario Erdgaskapazitäten angesetzt. Nach dieser Methodik resultiert in Summe eine elektrische Leistung im Wasserstoff von 29 GW<sub>el</sub>, welche größtmäßig der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien entspricht.

Szenario 1 2045: Die für dieses Szenario vorgegebene elektrische Leistung von 60 GW<sub>el</sub> entspricht der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien. Die gemeinsame Marktabfrage im Wasserstoff ergibt geplante Kraftwerksprojekte mit einer elektrischen Leistung von 50 GW<sub>el</sub>, die folglich alle zu berücksichtigen sind. Das Delta zur Mantelzahl ist entsprechend der Tenorziffer zu 2. durch die Fernleitungsnetzbetreiber aufzufüllen, indem weitere Kapazitäten an für das Wasserstoffnetz netzdienlichen Standorten angesetzt werden sollen.

Szenario 2 2037: Die Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien gibt eine elektrische Leistung von 41 GW<sub>el</sub> vor, welche als Zielgröße für die Ausarbeitung des methodischen Ansatzes dient. Auf Basis der Marktabfrage sind im Wasserstoff 50 GW<sub>el</sub> an geplanten Kraftwerksprojekten gemeldet. Es liegt also eine Überzeichnung vor. Für das Szenario sind daher jene Projekte angesetzt, die aufgrund der Angabe des Projektstatus in der Marktabfrage eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit erwarten lassen. Weiterhin wird auch das geplante Jahr der Inbetriebnahme der Kraftwerksprojekte berücksichtigt. So werden alle Projekte mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2030 berücksichtigt, da ggf. erforderliche Netzausbaumaßnahmen für diese Projekte bereits im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff ermittelt werden müssen, um das Jahr der Inbetriebnahme einhalten zu können. Für Projekte mit einem Inbetriebnahmedatum nach 2030, die den Projektstatus Projektidee haben, also eine geringere Realisierungswahrscheinlichkeit als andere Projekte erwarten lassen, werden in diesem Szenario keine Wasserstoffkapazitäten angesetzt. Sofern diese Projekte einem bekannten Kraftwerksstandort im Erdgas zugeordnet werden konnten, werden für die Kraftwerke in diesem Szenario Erdgaskapazitäten angesetzt. Nach dieser Methodik resultiert in Summe eine elektrische Leistung in diesem Szenario im Wasserstoff von 41 GW<sub>el</sub>, welche der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien entspricht.

Szenario 2 2045: Die für dieses Szenario vorgegebene elektrische Leistung von 81 GW<sub>el</sub> entspricht der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien. Die Marktabfrage im Wasserstoff ergibt geplante Kraftwerksprojekte mit einer elektrischen Leistung von 50 GW<sub>el</sub>, die folglich alle zu berücksichtigen sind. Das Delta zur Mantelzahl ist entsprechend der Tenorziffer zu 2. durch die Fernleitungsnetzbetreiber aufzufüllen, indem weitere Kapazitäten an netzdienlichen Standorten angesetzt werden sollen.

Szenario 3 2037: Der Mantelzahl von 5 GW<sub>el</sub> liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Transformation auf Wasserstoff verzögert. Daher werden im Wasserstoff nur Kraftwerksprojekte zugrunde gelegt, die keine Zuordnung zu einem bestehenden Kraftwerksstandort im Erdgas haben und welche aufgrund der Angabe des Projektstatus in der Marktabfrage eine vergleichsweise hohe Realisierungswahrscheinlichkeit erwarten lassen.

Projekte mit dem Projektstatus Projektidee und Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung werden nicht berücksichtigt. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass im Jahr 2037 alle bereits bestehenden Erdgaskraftwerke noch im Erdgas angesetzt werden. Zudem werden auch alle neu geplanten Erdgaskraftwerke (unabhängig davon, ob sie eine Umstellung auf Wasserstoff planen) im Erdgas angesetzt und es wird angenommen, dass diese zur Dekarbonisierung CCU/CCS nutzen.

Szenario 3 2045: In diesem Szenario wird wie in Szenario 2 eine elektrische Leistung von 81 GW<sub>el</sub> als Mantelzahl vorgegeben, welche sich jedoch – anders als in Szenario 2 – sowohl aus Erdgas- als auch aus Wasserstoffkraftwerken zusammensetzt. Diesem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass in 2045 im Erdgas nur noch Neubaukraftwerke mit CCU/CCS betrieben werden. Die Leistung dieser Kraftwerke entspricht 22 GW<sub>el</sub>, weshalb im Erdgas diese Leistung und im Wasserstoff eine elektrische Leistung von 59 GW<sub>el</sub> als Mantelzahlen vorgegeben sind. Es werden daher im Wasserstoff alle Kraftwerksprojekte aus der Marktabfrage abzüglich jener Projekte angesetzt, welche einem der Standorte der Neubauprojekte im Erdgas durch die Fernleitungsnetzbetreiber zugeordnet werden konnten. Daraus ergibt sich entsprechend der Standortliste eine elektrische Leistung von 32 GW<sub>el</sub>. Das Delta zur Mantelzahl ist entsprechend der Tenorziffer zu 2. durch die Fernleitungsnetzbetreiber aufzufüllen, indem weitere Kapazitäten an netzdienlichen Standorten angesetzt werden sollen.

### 2.1.2 Industrie

In Bezug auf die Ausspeisung von Wasserstoff für die Industrie sind bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, abweichend vom Entwurf des Szenariorahmens der Fernleitungsnetzbetreiber, die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

In ihrem Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Bedarfe aus den Langfristszenarien T45-Strom\*, T45-H<sub>2</sub> und T45-RedEff für die Modellierung für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 zugrunde zu legen. Die Regionalisierung soll anhand der Daten aus der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoff erfolgen. Für das Jahr 2035 liegen aus der Marktabfrage bereits mehr Meldungen vor, als es die Gesamtnachfrage in den Langfristszenarien für 2037 vorsehen. Aufgrund dieser Überzeichnung sollen im Jahr 2037 im Szenario 1 Fokus Strom der Fernleitungsnetzbetreiber Projekte aus der Marktabfrage berücksichtigt werden, welche über eine finale Investitionsentscheidung verfügen und zudem den Industriebranchen des Wasserstoff-Kernnetzes entsprechen. Alle weiteren Projektmeldungen sollen ratierlich verteilt werden, bis die aus den Szenarien vorgegebene Gesamtnachfrage gedeckt ist. In ihrem Szenario 2 Fokus Wasserstoff sei eine Filterung nach den Industriebranchen in Anlehnung an das Wasserstoff-Kernnetz nicht erforderlich, da ein sehr viel breiterer Einsatz von Wasserstoff vorgesehen ist. Neben den Projekten mit einer finalen Investitionsentscheidung sollen alle übrigen Industrieprojekte ratierlich verteilt werden, bis die vorgegebene Gesamtnachfrage gedeckt ist. Für das Modellierungsjahr 2045 liegt hingegen eine Unterzeichnung vor, weshalb die Fernleitungsnetzbetreiber vorschlagen, die Industrieprojekte ratierlich zu erhöhen, um den Leistungswerten aus den Langfristszenarien zu entsprechen.

Das Vorgehen im Hinblick auf die Mantelzahlen der Szenarien ist wie in Abschnitt II B 1, S. 21 dargelegt anzupassen, indem die Mantelzahlen aus den aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zugrunde zu legen sind. Ausnahme bildet hier das Szenario 3 2037, welches eine verzögerte Transformation auf Wasserstoff betrachtet. In Bezug auf die Regionalisierung stimmt die Bundesnetzagentur dem Vorschlag der

Fernleitungsnetzbetreiber insofern zu, als dass diese auf Basis der Daten aus der Marktabfrage für Wasserstoff erfolgen sollte und insbesondere Projekte mit einer höheren Realisierungswahrscheinlichkeit in der Modellierung berücksichtigt werden sollten.

In der Konsultation wurde im Bereich der Industrie insbesondere in mehreren Stellungnahmen die Bedeutung einzelner Projekte und Regionen hervorgehoben. Dies erfordert umso mehr eine transparente Darstellung der Kriterien zur Regionalisierung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, damit die Berücksichtigung von Projekten in der Netzplanung für Dritte nachvollziehbar ist. Die Kriterien sind dann für alle Projekte gleichermaßen und diskriminierungsfrei anzusetzen.

Im Hinblick auf die Systementwicklungsstrategie sind die Ankerpunkte vereinbar mit den Vorgaben zum Industriebereich für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Eine genaue Einordnung ist aufgrund der Tatsache, dass die Ankerpunkte Ausspeisemengen im Industriebereich vorgeben, in der Modellierung für die Netzplanung jedoch Ausspeisekapazitäten maßgeblich sind, nicht möglich. Weiterhin geben die Ankerpunkte für 2045 eine Ausspeisemenge für den Industriebereich von 300-400 TWh vor, wohingegen im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 aus der Marktabfrage nur Werte für die Ausspeisemengen bis zum Jahr 2035 vorliegen. Die Ausspeisemenge beträgt dabei 242 TWh für 2035. Wie weiter oben beschrieben sollen die Kapazitäten für das Modellierungsjahr 2045 jedoch ausgehend von 2035 ratiert erhöht werden, weshalb auch ein Anstieg der Ausspeisemengen bis 2045 zu erwarten ist. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass die Vorgaben für die Netzentwicklungsplanung in jedem Fall nicht konträr zu den Ankerpunkten stehen und eine Vereinbarkeit möglich ist.

### **2.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr**

In Bezug auf die Ausspeisung von Wasserstoff für private Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr sind bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, abweichend vom Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 der Fernleitungsnetzbetreiber, die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

In ihrem Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf ihr Szenario 1 Fokus Strom und ihr Szenario 2 Fokus Wasserstoff vor, der Modellierung die Parameter aus den jeweiligen Langfristszenarien zugrunde zu legen und die Regionalisierung auf Basis der Daten aus der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoff vorzunehmen. Zusätzlich sollen die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber genutzt werden.<sup>27</sup>

Diesem Vorgehen stimmt die Bundesnetzagentur für das Szenario 1 dem Grunde nach zu. Allerdings sind, wie bereits dargelegt, die Mantelzahlen aus den aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zugrunde zu legen. Die Regionalisierung der Sektoren Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und Verkehr kann dabei wie vorgeschlagen anhand der Daten aus der Marktabfrage für Wasserstoff erfolgen, wobei eine Priorisierung insbesondere anhand der verschiedenen Projektstatus in dem Sinne zu erfolgen hat, dass Projekte in der Reihenfolge ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit zu berücksichtigen sind. Für das Modellierungsjahr 2045 liegen die Leistungswerte der Langfristszenarien im Sektor Verkehr über den Werten der gemeinsamen

---

<sup>27</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 81.

Marktabfrage. Hier können die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilnetzbetreiber herangezogen werden. In Bezug auf private Haushalte können für die Regionalisierung die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilnetzbetreiber ratierlich angesetzt werden.

In den Szenarien 2 und 3 sind für die hier relevanten Sektoren keine Leistungen anzusetzen. Dies entspricht dem vorgeschlagenen Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber für deren Szenario 1 Fokus Strom, da die Langfristszenarien weder im Szenario T45-Strom noch im Szenario O45-Strom vorsehen, dass Wasserstoff in diesen Sektoren zum Einsatz kommt.

Dieses Vorgehen entspricht auch der Systementwicklungsstrategie, die in ihren Ankerpunkten für den Bereich dezentrale Gebäudewärme keinen umfangreichen und großflächigen Einsatz von Wasserstoff vorsieht. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass dieser Ankerpunkt auf Grundlage der kommunalen Wärmepläne und der Umstellungspläne für Gasverteilnetze nach § 71k GEG überprüft werde.

Der Einsatz von Wasserstoff im Verteilernetz ist im Langfristszenario O45-H2 auch geringer als in T45-H2, insgesamt weisen die Orientierungsszenarien der Langfristszenarien entsprechend eher in Richtung eines allenfalls geringfügigen Einsatzes von Wasserstoff im Bereich dezentrale Gebäudewärme. Gleichzeitig besteht diesbezüglich aber eine gewisse Bandbreite an möglichen Entwicklungspfaden, was zum Teil auch in den Stellungnahmen zum Ausdruck kam, wenn darauf hingewiesen wurde, dass Wasserstoff eine größere Rolle im Wärmemarkt spielen könnte, als es die aktuellen Szenarien annehmen. Deshalb erscheint es sinnvoll, mit dem Szenario 1 hier einen Lösungsraum aufzuspannen und die Möglichkeit zumindest in Betracht zu ziehen.

Es ist zu erwarten, dass in diesem Punkt in zukünftigen Netzentwicklungsplanverfahren mehr Klarheit herrschen wird, da dann Wärme- und Transformationspläne vorliegen werden, die im Verfahren berücksichtigt werden können. Zur Berücksichtigung von Wärme- und Transformationsplänen wird auch auf Abschnitt II B 4, S. 95 verwiesen.

In den Stellungnahmen wurde u. a. darauf hingewiesen, dass eine differenziertere Betrachtung der Bedarfe als notwendig erachtet wird, um eine präzisere und zukunftsfähige Planung zu ermöglichen. Diese Einschätzung teilt die Bundesnetzagentur, für zukünftige Abfragen sollten die Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber nach Sektoren aufgeschlüsselt werden.

#### **2.1.4 Grenzübergangspunkte**

In Bezug auf Wasserstoff und die Ausspeisung an GÜP werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, abweichend vom Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Maßgaben umzusetzen bzw. die festgelegten Leistungswerte zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die Ausspeiseleistungen für Wasserstoff an den GÜP auf Basis der Mantelzahlen vom Langfristszenario T45-Strom\* im Rahmen der Modellierung zu ermitteln. Demnach soll in den Szenarien 1 Fokus Strom und 2 Fokus Wasserstoff eine Wasserstoffausspeiseleistung von 4 GWh/h im Jahr 2037 angenommen werden, im Szenario 3 Fokus Reduzierte Effizienz soll für das Jahr 2037 keine Modellierung erfolgen. Für das Jahr 2045 soll der Wert in allen drei Szenarien bei 5 GWh/h liegen, siehe S. 87 ff. des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, die konkrete Verteilung der Ausspeisungen an den einzelnen GÜP im Rahmen der der Modellierung zu bestimmen.



Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dafür bereits sog. Basiskapazitäten für Wasserstoffkapazitäten an den GÜP dar, die die mögliche Entwicklung an den GÜP für die Jahre 2037 und 2045 aufzeigen sollen.<sup>28</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dafür die Grenzen zu allen benachbarten EU-Ländern sowie der Schweiz und Norwegen/Vereinigtes Königreich betrachtet und erläutern ihre Annahmen konkret bezogen auf den jeweils zu erwartenden Austausch (Ein- und Ausspeisungen). Die Annahmen beruhen insbesondere auf aktuellen Erkenntnissen und Gesprächen mit ausländischen Partnern zum Zeitpunkt der Vorlage des Szenariorahmenentwurfs. Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sieht für das Jahr 2032 noch keine wesentliche Ausspeiseleistung über GÜP vor, da das für das Wasserstoff-Kernnetz maßgebliche Szenario zunächst und im Kern darauf ausgerichtet war, Bedarfe in Deutschland abzudecken<sup>29</sup>.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur scheinen die Annahmen aus den Langfristszenarien zu gering. Es ist davon auszugehen, dass dort aufgrund des Fokus auf nationale Wasserstoffbedarfe keine fundierte Ermittlung von Exporten stattfand, wie auch in Stellungnahmen von Nachbarländern kritisiert wurde. So kann nach Einschätzung der Bundesnetzagentur und entsprechend der Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>30</sup> beim Auf- und Ausbau des nationalen und europäischen Wasserstoffmarktes gegenüber dem Zieljahr des Wasserstoff-Kernnetzes (2032) in den Betrachtungsjahren 2037 und 2045 insbesondere in der zweiten Hälfte des kommenden Jahrzehnts ein deutlicher Zuwachs im Bereich Wasserstoff erwartet werden. Zu dieser Einschätzung gelangt die Bundesnetzagentur angesichts der Stellungnahmen ausländischer Akteure sowie aktueller Gespräche mit Ministerien, Behörden und/oder Fernleitungsnetzbetreibern angrenzender EU-Staaten. In deren Rahmen wurde beispielsweise für die Tschechische Republik ein Importbedarf (Ausspeisung aus dem deutschen Marktgebiet) bereits ab Beginn der 2030er Jahre geltend gemacht, der die vorgeschlagenen Leistungswerte der Fernleitungsnetzbetreiber bereits übersteigt. Gleiches gilt für die Planungen der Republik Österreich – siehe Tabelle 24 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff –, so auch die Stellungnahmen der Regulierungsbehörde bzw. von österreichischen Unternehmen der Gaswirtschaft.

Im Einzelnen:

Wie Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Wasserstoff*, zu entnehmen ist, ist in Bezug auf die Ausspeiseleistung an GÜP für das Jahr 2037 zu ermitteln, welche Kapazität ausbaufrei darstellbar ist. Für das Jahr 2045 sind in allen Szenarien 30 GWh/h als Ausspeisekapazität zu Grunde zu legen.

Obwohl die von der Bundesnetzagentur festgelegten Szenarien 1 und 2 sowie auch das konservative Szenario 3 sich an den O45-Langfristszenarien orientieren, sind diese für die Ausspeisekapazitäten an den GÜP Wasserstoff nicht zu Grunde zu legen. Für diese gilt ebenso wie für das Langfristszenario T45-Strom\*, dass die dort aufgeführten Leistungswerte zu niedrig erscheinen. U. a., weil die Nachbarländer höhere Ausspeisekapazitäten fordern und diese im Rahmen des europäischen Wasserstoffbinnenmarktes langfristig auch entsprechende Durchsetzungsmöglichkeiten haben werden. Im Fokus der Langfristszenarien stand vielmehr die Versorgung Deutschlands. Aus Sicht der Bundesnetzagentur können bei der Netzentwicklungsplanung Transite allerdings

---

<sup>28</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24 sowie S. 63 ff.

<sup>29</sup> Zur dennoch geschehenden Umstellung von GÜP und der Ermöglichung von bidirektionalen Kapazitätsflüssen im Bereich Wasserstoff bis 2032 (Zeithorizont Wasserstoff-Kernnetz), vgl. Bundesnetzagentur, Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes vom 22.10.2024, Az.: 4.13.01/10#1, Rn. 183.

<sup>30</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24.

nicht völlig außer Acht gelassen werden. Bereits und vor allem aufgrund seiner geografischen Lage kommt Deutschland eine Schlüsselrolle für den Auf- und Ausbau der europäischen Wasserstoffinfrastruktur und bei der Versorgung mit bzw. Durchleitung von Wasserstoff zu, was mittelfristig insbesondere die östlichen bzw. südöstlichen Nachbarländer betrifft.

Die Ermittlung konkreter und plausibler Ausspeisewerte für das Betrachtungsjahr 2037 gegenüber dem Betrachtungsjahr 2045 ist dabei besonders herausfordernd, zumal die Geschwindigkeit des zu erwartenden Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft im In- und Ausland mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Denn ebenso wie die Bundesnetzagentur Stellungnahmen erreicht hat, die eine (frühe) Berücksichtigung von Wasserstoffbedarfen im angrenzenden EU-Ausland und der Schweiz in nicht unbedeutender Höhe fordern (s. o.), wird in gleichem Zuge oftmals ein gegenüber Deutschland verzögerter Ausstieg aus dem Erdgas zu bedenken gegeben, weshalb gleichzeitig darauf verwiesen wird, dass Exits im Bereich Erdgas unbedingt weiter ermöglicht werden sollen. Im Ergebnis, d. h. unter Berücksichtigung sich teilweise widersprechender Forderungen und Informationen aus den Nachbarländern, wird es bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 in Bezug auf die Ausspeiseleistung Wasserstoff an GÜP also darauf ankommen, bis zum Zieljahr 2045 realistische Ausspeisekapazitäten sicherzustellen, zugleich aber maßvoll mit Blick auf einen zu frühen/übermäßigen Ausbau vorzugehen. Daher ist für das Betrachtungsjahr 2037 zu ermitteln, welche Ausspeisekapazitäten sich an den GÜP ausbaufrei darstellen lassen. Dabei kann die Darstellung der „Basiskapazitäten“ der Fernleitungsnetzbetreiber als Grundlage dienen.<sup>31</sup>

Bei der Modellierung für das Betrachtungsjahr 2045 ist in allen Szenarien eine Ausspeiseleistung Wasserstoff von 30 GWh/h an GÜP zugrunde zu legen. Dieser Wert stellt die „Basiskapazität“ dar, die von den Fernleitungsnetzbetreibern für das Jahr 2045 ermittelt wurde. Die Bundesnetzagentur geht, anders als für das Jahr 2037, davon aus, dass der Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes bis dahin weit vorangeschritten sein wird. Wie dargestellt, erscheinen die Ermittlungen der Fernleitungsnetzbetreiber sowie auch ihre Betrachtung der einzelnen GÜP der Bundesnetzagentur plausibel. In Bezug auf die GÜP zur Tschechischen Republik wurde nach Rücksprache mit den Fernleitungsnetzbetreibern und der tschechischen Seite (Fernleitungsnetzbetreiber und Ministerium) für das Jahr 2045 eine Gesamtkapazität von 6,6 GWh/h angesetzt.<sup>32</sup>

Aus den eingegangenen Stellungnahmen wird deutlich, dass in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Ausspeisekapazitäten zu den Nachbarländern ein enger Austausch mit ausländischen Unternehmen und Behörden notwendig bleibt. Dies betrifft auch die Ausweisung bidirektionaler Kapazitäten schon vor dem Jahr 2037 und die Abstimmung mit ausländischen Regulierungsbehörden oder Ministerien über Bedarfe und den Erdgas- bzw. Wasserstoffaustausch im Hinblick auf die Schaffung eines integrierten Binnenmarktes für Wasserstoff sowie zur Gewährleistung der europäischen Solidarität und Versorgungssicherheit.

### 2.1.5 Speicher

In Bezug auf die Ausspeisung von Wasserstoff in Speicher werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in

---

<sup>31</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24.

<sup>32</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24; die Darstellung war aus Sicht der Bundesnetzagentur hier missverständlich.

Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Wasserstoff*, gegebene Vorgabe, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird, für die Ermittlung der Mantelzahl den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Da es im Zusammenhang mit Gasspeichern häufig zu Missverständnissen bezüglich der gemeinten Fließrichtung kommt, sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der Szenariorahmen die Netzsicht betrachtet, weshalb auch die Fließrichtungen entsprechend aus Netzperspektive zu interpretieren sind. Konkret bedeutet dies, dass die Ausspeiseleistung der Einspeicherleistung entspricht, also der Fließrichtung vom Netz in den Speicher. Analog dazu bezeichnet die Einspeiseleistung die Ausspeicherleistung, also die Fließrichtung vom Speicher in das Netz. Im Folgenden wird daher von Aus- und Einspeiseleistung gesprochen.

Bei Speichern ist eine Bestimmung der Ausspeiseleistung ohne zeitgleiche Betrachtung der Einspeiseleistung nicht möglich. Dies liegt zum einen in den technischen Restriktionen der Speicher begründet und zum anderen muss das Verhältnis von Ausspeiseleistung, Einspeiseleistung und Arbeitsgasvolumen eine Fahrweise erlauben, mit der die Speicher ihrer Funktion der saisonalen sowie kurzfristigeren Zwischenspeicherung nachkommen können. Daher bezieht sich insbesondere die in den nächsten Absätzen folgende Zusammenfassung der im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 dargelegten Vorgehensweise insgesamt auf Speicher und somit sowohl auf die Aus- als auch auf die Einspeiseleistung.

In dem Entwurf des Szenariorahmens betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung der Aus- als und Einspeiseleistung der Speicher die gemeinsame Marktabfrage und stützen sich vor allem auf die Langfristszenarien. Sie fokussieren sich hierbei auf die zu erwartenden Arbeitsgasvolumina der Wasserstoffspeicher und stellen für diese im Rahmen der drei vorgeschlagenen szenariobasierten Modellierungsvarianten Annahmen auf<sup>33</sup>.

Für die Ermittlung der Arbeitsgasvolumina sowie der Ein- und Ausspeiseleistungen für Wasserstoffspeicher in den einzelnen Szenarien stützen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Langfristszenarien. Sie führen dazu aus<sup>34</sup>, dass die Langfristszenarien belastbar einen Wasserstoffspeicherbedarf je Szenario und Modellierungsjahr bestimmen. Der Speicherbedarf bemesse sich durch den Bedarf nach Arbeitsgasvolumen, um den saisonalen Transfer von Wasserstoffangebot und Wasserstoffnachfrage abdecken zu können. Die Arbeitsgasvolumina in den drei betrachteten Langfristszenarien und den relevanten Stützjahren werden in Tabelle 35<sup>35</sup> des Szenariorahmenentwurfs abgebildet. Anknüpfend an diese Arbeitsgasvolumina bestimmen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ein- und Ausspeiseleistungen für Wasserstoffspeicher, wobei sie darauf hinweisen, dass das benötigte Arbeitsgasvolumen die führende Größe in den Szenarien ist und eine Speicherleistung nicht direkt aus den Langfristszenarien abgeleitet werden kann. Sie nehmen daher für die Modellierung der Szenarien eine Zeit von 600 Stunden für die Befüllung bzw. die Entleerung der Speicher an,

---

<sup>33</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 12, Tabelle 3.

<sup>34</sup> Vgl. Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 83 ff.

<sup>35</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 83.

und leiten davon die Leistungswerte sowohl zur Ein- als auch zur Ausspeiseleistung der einzelnen Szenarien ab<sup>36</sup>.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen in Kapitel 3.3.1<sup>37</sup> des Szenariorahmenentwurfs die Ergebnisse der ersten gemeinsamen Marktabfrage Strom und Wasserstoff der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber von Anfang 2024 für Projektmeldungen mit Bezug zum Wasserstoffnetz dar. Diese beinhaltet unter anderem Projektmeldungen zu Wasserstoffspeichern. Im Rahmen dieser gemeinsamen Marktabfrage wurden für den Bereich Wasserstoffspeicher 30 Projekte mit unterschiedlichen Projektstatus gemeldet. Sowohl die gemeldeten Leistungen als auch das gemeldete Arbeitsgasvolumen der Projekte für die Jahre 2025 bis 2035 werden auf S. 58 des Entwurfs der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt<sup>38</sup>. Die regionale Verteilung der gemeldeten Arbeitsvolumina stellen sie in einer Karte auf S. 61<sup>39</sup> dar. Ausgehend von dieser Betrachtung leiten die Fernleitungsnetzbetreiber Überlegungen zur Regionalisierung der Wasserstoffspeicher für die einzelnen Szenarien ab. So werden für die Modellierung im Jahr 2037 die in der gemeinsamen Marktabfrage gemeldeten Speicherprojekte auf das benötigte Arbeitsgasvolumen skaliert. Für das Jahr 2045 könnten nach dem Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber freiwerdende Erdgasspeicher im Rahmen ihrer geologischen Eignung für Wasserstoffspeicherung genutzt werden. Darüber hinaus ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber ein von ihnen gesehenes Potenzial der geologischen Salzlagerstätten für die Regionalisierung der zusätzlichen Speicherkavernen heran. Hierbei greifen die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine Studie „WASSERSTOFF SPEICHERN - SOVIEL IST SICHER, Transformationspfade für Gasspeicher“ aus dem Jahr 2022 zurück.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Herangehensweise zur Berechnung der Ein- und Ausspeiseleistung in den Szenarien 1 und 2 wurde in mehreren Stellungnahmen kritisch betrachtet, da dieses Vorgehen zu pauschal sei und im Ergebnis dazu führe, dass für Ein- und Ausspeiseleistung identische Leistungswerte angesetzt werden würden. Aus technischen Gründen weisen Speicher für das Netz in der Regel jedoch eine höhere Einspeiseleistung, als Ausspeiseleistung, auf. Die Bundesnetzagentur teilt die Bedenken hinsichtlich der Bestimmung der Ein- und Ausspeiseleistung.

Während in den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie ausschließlich eine Bandbreite von 70 TWh bis 100 TWh an Arbeitsgasvolumen in Wasserstoffspeichern im Jahr 2045 angegeben wird, sind entgegen der Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber zwar auch in den Langfristszenarien Leistungswerte für Speicher angegeben, diese erscheinen der Bundesnetzagentur jedoch zumindest in Bezug auf die Einspeiseleistung sehr hoch und auch das Verhältnis von Ein- und Ausspeiseleistung ist aus Netzplanungssicht nicht stimmig. Darauf deutet auch die Marktabfrage (MAHS – Market Assessment for Hydrogen Storage)<sup>40</sup> des Speicherverbands INES hin. Während die Abweichungen im Hinblick auf die Ausspeiseleistung eher geringfügig ausfallen, sind die Abweichungen zwischen den Orientierungsszenarien und der Marktabfrage von INES bei der Einspeiseleistung sehr ausgeprägt. Die Orientierungsszenarien setzen beispielsweise für das Jahr 2045 rund 176 bzw. 184 GWh/h Einspeiseleistung an, wohingegen die MAHS Leistungen von 43 bis 57 GWh/h erwartet. Diese Unterschiede

---

<sup>36</sup> Vgl. Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 84, Tabelle 36.

<sup>37</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 51 ff.

<sup>38</sup> Vgl. Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 58, Abbildungen 16 und 17.

<sup>39</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 61, Abbildung 20.

<sup>40</sup> Siehe Initiative Energien Speichern e.V. (INES), 2025, MAHS (Market Assessment for Hydrogen Storage, <https://t1p.de/fmar6> (zuletzt abgerufen am 19.03.2025))

dürfen aus Sicht der Bundesnetzagentur aufgrund der unterschiedlichen Herangehensweise und den unterschiedlichen Annahmen nicht überbewertet werden, gleichwohl zeigen sie, welcher hohen Bandbreite die zukünftige Dimensionierung von Speicherleistungen unterliegen kann. Diese Bandbreite in Verbindung mit den stark prognostischen Annahmen des Szenariorahmens führt zu der Bewertung, dass zu konkrete Vorgaben zu einem ineffizienten Netzausbau führen könnten. Die Bundesnetzagentur sieht es daher als notwendig an, dass der Szenariorahmen den Fernleitungsnetzbetreibern gestattet in einem sachgerechten Rahmen von den Leistungswerten der Orientierungsszenarien abzuweichen. Der dafür notwendige Rahmen wurde mit den in Tenorziffer zu 1. bestimmten Mindestleistungen für die Einspeiseleistung und der Vorgabe, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird, geschaffen.

Der Szenariorahmen weicht somit bei der Bestimmung der Ausspeiseleistung in die Speicher von der Herangehensweise in den übrigen Sektoren ab, für die in Tenorziffer zu 1. klar bestimmte Mantelzahlen festgelegt wurden. Dies liegt daran, dass Speicher ganzheitlich, d.h. unter Berücksichtigung von Aus- und Einspeiseleistung, betrachtet werden müssen. Da in der Tenorziffer zu 1. bei den Einspeiseleistungen Mindestwerte und keine festen Mantelzahlen bestimmt, ist es bei den Speichern nicht zielführend, eine feste Ausspeiseleistung vorzugeben. Bei einer festen Mantelzahl würde in Bezug auf die Ausspeiseleistung das Problem entstehen, dass dadurch indirekt auch bereits die Einspeiseleistung vorgegeben werden würde. Eine netzdienliche Bestimmung der Einspeiseleistung ins Netz durch die Fernleitungsnetzbetreiber wäre in diesem Fall nicht mehr möglich. Eine Dimensionierung der Einspeiseleistung ins Netz auf Basis der Ausspeiseleistung aus dem Netz wäre darüber hinaus nicht sachgerecht, da dies durch den grundsätzlich höheren Druck im Speicher aus Sicht der Bundesnetzagentur zu einer Begrenzung der Einspeiseleistung führen würde. Auch ist eine feste, von der Einspeiseleistung losgelöste, Vorgabe der Ausspeiseleistung nicht sachgerecht, da dies in einem ineffizienten Netzausbau resultiert. Bei der Dimensionierung der Speicher ist der Zusammenhang von Arbeitsgasvolumen, Einspeicherleistung und Ausspeicherleistung von hoher Relevanz und dieses Zusammenspiel kann aus technischen und marktlichen Gründen nicht primär auf Basis der im Netz zur Verfügung stehenden Ein- und Ausspeiseleistung vorgegeben werden.

Um ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, wird den Fernleitungsnetzbetreibern daher mit der Tenorziffer zu 1. vorgegeben, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zu Einspeiseleistung stehen soll. Dass keine feste Mantelzahl für die Ausspeiseleistung festgesetzt wird, widerspricht auch nicht der Vorgabe in Tenorziffer 1., nach der die Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken muss. Denn Speicher müssen in den für die Bestimmung der Einspeisekapazität relevanten Lastfällen in der Regel ausspeichern, d. h. es wird Einspeiseleistung benötigt und keine Ausspeiseleistung. Zur Erfüllung der Vorgabe in der Tenorziffer zu 1. ist die Höhe der Ausspeisekapazität in Speicher somit nicht maßgeblich und eine fehlende Konkretisierung durch die Bundesnetzagentur unschädlich.

Eine Abweichung von den Orientierungsszenarien lediglich in Bezug auf die Einspeiseleistung bei gleichzeitigem Festhalten an den Leistungswerten der Orientierungsszenarien auf der Ausspeiseleistung würde somit zu unstimmgigen Annahmen führen. Aus diesem Grund wurde mit Tenorziffer zu 1. auf der Ausspeiseleistung bestimmt, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss. Die Ausspeiseleistung muss dabei ausreichen, um eine Befüllung der Speicher zu ermöglichen. Der Bundesnetzagentur ist dabei bewusst, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung das Speichervolumen nicht direkt berücksichtigt wird. Bei der Bestimmung von Aus- und Einspeiseleistung muss jedoch darauf

geachtet werden, dass ein Speicher mit einem durchschnittlichen Arbeitsgasvolumen in einer angemessenen Zeit sowohl befüllt als auch entleert werden kann, sodass sie ihrer Funktion der Zwischenspeicherung von Wasserstoff auch gerecht werden können. In der Marktabfrage wurden durch die Projektierer Ausspeisekapazitäten zwischen 50 % und 100 % der Einspeisekapazitäten für die einzelnen Speicherprojekte genannt. Wenn auch ein Wert von 100 %, wie bereits dargestellt, als zu hoch bewertet wird, so ist davon auszugehen, dass die Ausspeiseleistung von Wasserstoffspeichern zumindest höher ausfallen sollte, als sie im Erdgasbereich mit ca. 65 % der Einspeiseleistung vorliegt. Wasserstoffspeicher werden im Vergleich zu Erdgasspeichern voraussichtlich stärker frequentiert, da deren Nutzung insbesondere von der Höhe der Erzeugung erneuerbaren Stroms und damit verbundener Wasserstofferzeugung getrieben wird, wohingegen Erdgasspeicher primär auf eine zyklische Versorgung zur Deckung des Wärmebedarfs im Winter ausgerichtet sind, was insgesamt mit einer langsameren, kontinuierlichen Befüllung in Monaten mit niedrigem Wärmebedarf erfolgt. Damit dieser Unterschied ausreichend berücksichtigt werden kann, und gleichzeitig die Ausspeisekapazitäten in keinem zu hohem Verhältnis zu den Einspeisekapazitäten in Speicher angesetzt werden, wäre ein durchschnittlicher Anteil der Ausspeiseleistung von 75 % der Einspeiseleistung aus Sicht der Bundesnetzagentur angemessen.

Wie in den Abschnitten II B 2.2.2, S.51 erläutert, basieren die Mindestwerte der Einspeiseleistung größtenteils auf der gemeinsamen Marktabfrage. Für die Einhaltung der Mindestwerte der Einspeiseleistung sollen die Fernleitungsnetzbetreiber aus der gemeinsamen Marktabfrage die Speicherprojekte in der Modellierung berücksichtigen, die den Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ oder einen fortgeschritteneren Status erreicht haben. Speicher mit dem Entwurfsstatus „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ und „Projektidee“ sind somit zunächst nicht enthalten.

Zur Bestimmung der Ausspeiseleistung ist es sachgerecht, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber an der festzulegenden Einspeiseleistung orientieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es insbesondere sachgerecht, wenn sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf das Verhältnis von Aus- zu Einspeiseleistung an der gemeinsamen Marktabfrage orientieren und somit die Ausspeiseleistung ansetzen, die für die auf der Einspeiseleistung ausgewählten Speicherprojekte gemeldet wurde. Bei dem in der Tenorziffer zu 1. für die Szenarien 1 und 2 angesetzten Mindestwert von 36 GWh/h würde somit bei einer Orientierung an der gemeinsamen Marktabfrage 26 GWh/h Ausspeiseleistung angesetzt werden.

Da Speicher im Hinblick auf die Regionalisierung nur gesamthaft betrachtet werden können, sind die hierzu die Ausführungen im Abschnitt II B 2.2.2, S. 51 zu übernehmen. Die Vorgabe der Netzdienlichkeit ist dabei dahingehend zu verstehen, dass diejenigen Standorte zu wählen sind, die bei einer gesamthaften Betrachtung, d. h. sowohl im Hinblick auf die benötigte Aus- als auch Einspeiseleistungen, keinen bzw. den geringsten Netzausbau im Wasserstoffnetz verursachen.

## 2.2 Annahmen über die Einspeiseleistung

Die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Einspeiseleistung im Bereich Wasserstoff werden im Rahmen dieser Genehmigung angepasst und um weitere, aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderliche, Änderungen und Vorgaben ergänzt. Bei der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber ist zentral zu beachten, d. h. bei Betrachtung jeder einzelnen Einspeisequelle (vgl. Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*) und der jeweiligen Herleitung von Ein- und Ausspeiseleistungswerten, dass die Einspeiseleistung die Ausspeisungen im Bereich Wasserstoff in jedem Lastfall mindestens abdeckt. Dabei ist zu beachten, dass die

Einspeisekapazitäten so gewählt werden, dass eine netzdienliche Planung des Wasserstoffnetzes gewährleistet ist.

§ 15b Abs. 3 S. 1 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, für die Szenarien angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung oder Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff und deren Austausch mit anderen Ländern sowie der Dekarbonisierung zugrunde zu legen.

Der Verpflichtung, Annahmen über die Entwicklung der Einspeiseleistung von Wasserstoff zu treffen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber insoweit nachgekommen, als sie Studien und Veröffentlichungen zu zukünftigen Entwicklungen u. a. des Wasserstoffbedarfs analysiert haben, wobei drei Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz die Grundlage des Entwurfs für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 bilden. Darüber hinaus haben sie mit der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffprojekte projektbezogene Bedarfe an Wasserstoff erfasst und gehen auf die Basisdaten und Entwicklungen für Wasserstoff an GÜP zu europäischen Nachbarländern (EU und Schweiz, Norwegen bzw. UK) ein. Auf dieser Basis haben sie für die jeweiligen Szenarien Annahmen über die Entwicklung der Einspeiseleistung von Wasserstoff getroffen.

Wie in Abschnitt II B 1, S. 21 dargestellt, legt die Bundesnetzagentur der Genehmigung die Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zugrunde. Mit Blick auf die Herleitung und Festlegung der Einspeiseleistung im Bereich Wasserstoff (vgl. Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*) weicht die Bundesnetzagentur in vorliegender Genehmigung allerdings von den Leistungswerten der sog. O45-Langfristszenarien ab. Sie eignen sich nach Auffassung der Bundesnetzagentur in der jetzigen Planungsphase sowohl in Bezug auf die Summe der Einspeisekapazitäten als auch auf die Verteilung der Einspeisequellen nicht für die Modellierung der Einspeiseleistung im Bereich Wasserstoff.

Das Vorgehen und die Gründe der Bundesnetzagentur bei Änderungen bzw. Nichtberücksichtigung von Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber bzw. älterer (Langfrist-)Szenarien und Prognosen sowie insbesondere die Herleitung einzelner eigener Annahmen werden im Folgenden erläutert.

Die angenommenen Einspeisekapazitäten müssen die Ausspeisekapazitäten in jedem Lastfall abdecken. So muss in der Netzplanung aus Gründen der Versorgungssicherheit aus Sicht der Bundesnetzagentur z. B. in dem besonders herausfordernden Fall, in dem Elektrolyseure aufgrund einer niedrigen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen keinen Wasserstoff produzieren, die Summe der maximalen Ausspeisekapazitäten aller Sektoren immer noch mit den verbleibenden Einspeisekapazitäten gedeckt werden können. Die Mantelzahlen der O45-Langfristszenarien bilden diesen Fall indes nicht ab. Die Orientierungsszenarien haben unterstellt, es werde zu jedem Zeitpunkt die benötigte Ausspeisekapazität durch die preisgünstigste Kombination an Einspeisequellen gedeckt. Dies führt u. a. zu sehr niedrigen Einspeisekapazitäten an GÜP und verhältnismäßig hohen Einspeisekapazitäten aus Speichern (=Ausspeicherleistung). Auf Basis aktueller Informationen in- und ausländischer Behörden sowie ausländischer Netzbetreiber zum Stand der Realisierung von Importkorridoren, wonach bisherige Planungen trotz zeitlicher Verzögerung im Wesentlichen Bestand haben, wird den GÜP jedoch aus Sicht der Bundesnetzagentur eine größere Bedeutung zukommen. Bezogen auf die Einspeisekapazität aus Speichern (= Ausspeicherleistung) teilt die Bundesnetzagentur zwar die Prognose, dass Speicher eine wichtige Funktion einnehmen werden und auch hohe Speicherkapazitäten benötigt werden. Da wesentliche Aspekte des Wasserstoff-Speicherausbaus noch nicht hinreichend absehbar sind, sieht die Bundesnetzagentur aber die Notwendigkeit, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht nur eine ökonomisch-theoretische Netzkonzeption mit für das Netz optimalen Speicherannahmen zu Grunde legen, sondern auch

sachgerechte Leistungswerte im Rahmen der Modellierung ermitteln und ansetzen, die von den Leistungswerten der O45-Szenarien abweichen können (insoweit Vorgabe von Mindestwerten durch die Bundesnetzagentur). Gleiches gilt im Hinblick auf die wahrscheinliche Entwicklung in den Nachbarländern für Leistungswerte für die GÜP.

Darüber hinaus sehen die Langfristszenarien als Resultat einer theoretisch-ökonomischen Optimierung keine Einspeisungen von Wasserstoff vor, wenn dieser über nationale Häfen verflüssigt oder in Form von Derivaten importiert und in das Transportnetz eingespeist wird. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, entgegen der Langfristszenarien, derartige Importe aus Gründen der Diversifizierung in geringem Umfang zu berücksichtigen. Insoweit waren die Annahmen bei den Einspeiseleistungen zu korrigieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine Diversifizierung der Einspeisequellen entscheidend. Die Erschließung verschiedener Einspeisequellen wie leitungsgebundener Import bzw. die Einspeisung ins Netz über nationale Häfen erhöht die Resilienz und Sicherheit der Wasserstoffversorgung, um auch in denkbaren Störfällen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zudem kann durch Diversifizierung von Einspeisemöglichkeiten der wettbewerbliche Hochlauf gestärkt werden.

Um zu gewährleisten, dass die verschiedenen Einspeisequellen netzdienlich im Sinne einer effizienten Netzplanung angesetzt werden, gibt die Bundesnetzagentur statt fester Leistungswerte für die einzelnen Einspeisequellen die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, genannten Mindestwerte vor.

Die darüber hinaus zur Deckung der Ausspeisekapazitäten notwendigen Kapazitäten sind je Lastfall durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf die verschiedenen Quellen in den jeweiligen Betrachtungsjahren zu verteilen. Dies ist im Hinblick auf eine effiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Netzplanung notwendig, da das Leitungsnetz der Wasserstoffnetze der einzelnen Szenarien erst Ergebnis der Netzmodellierung sein wird und derzeit nicht bekannt ist. Die Vorgabe von festen Werten für die einzelnen Sektoren (beispielsweise GÜP und Speicher) oder einer Gesamtsumme würde die Flexibilität in der Netzplanung deutlich einschränken. Denn es ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht auszuschließen, dass zu deren Einhaltung ggf. Einspeisequellen berücksichtigt werden müssten, die einen vergleichsweise teuren und ineffizienten Netzausbau zu Folge hätten, obwohl aus der Modellierung heraus vorzugswürdigere Einspeisequellen identifiziert werden können. In späteren Planungsprozessen sind dagegen detailliertere Vorgaben für die bzw. in den einzelnen Szenarien durchaus vorstellbar.

Die Vorgabe von Mindestwerten für jede Einspeisequelle sichert deshalb eine Berücksichtigung schon vorhandener Erkenntnisse über konkrete Projekte und wahrscheinliche Entwicklungen und damit auch die schon erkennbaren Interessen künftiger Netznutzer. Gleichzeitig bleibt die in der Netzmodellierung zum heutigen Zeitpunkt für eine effiziente Netzplanung notwendige Flexibilität und zum anderen eine effiziente Verteilung der Einspeiseleistung auf verschiedene Quellen, was für die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gebotene Diversifizierung der Einspeisemöglichkeiten wesentlich. Sie orientiert sich zudem an Projekten, deren Realisierung aus Sicht der Bundesnetzagentur hinreichend wahrscheinlich ist.

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur erscheint es gerade bei der erstmaligen Modellierung im Rahmen eines szenariobasierten Wasserstoffnetzentwicklungsplans wesentlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Verteilung der über die Mindestwerte hinausgehenden Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung netzdienlich vornehmen. Netzdienlich meint in diesem Zusammenhang, dass aus der an diesem Standort angesetzten Kapazität kein zusätzlicher bzw. ein geringerer Netzausbau als an anderen Standorten resultiert.



Anders als bei der Planung der Erdgas- und Stromnetze bestehen bei der Planung des Wasserstoffnetzes zum jetzigen Zeitpunkt deutlich weniger Restriktionen hinsichtlich der Berücksichtigung einzelner Einspeisequellen (beispielsweise aufgrund vertraglicher Regelungen oder gesetzlicher Ausbauziele). Die Wasserstoffnetzplanung findet auch nur insoweit auf Basis einer bestehenden Infrastruktur statt, als die Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen auf Wasserstoff nach § 15c Abs. 2 S. 3 EnWG grundsätzlich Vorrang gegenüber dem Neubau von Leitungen hat, sofern dies möglich und wirtschaftlich ist. In diesem Szenariorahmen ist es daher möglich und sinnvoll, die Planung des Netzes an dessen Effizienz auszurichten. In den kommenden Jahren wird sich die Höhe und Verteilung der verfügbaren Wasserstoffquellen voraussichtlich konkretisieren, sodass sich zukünftig das durch die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen vorzugebende Korsett der Quellenverteilung deutlich verengen wird.

Ein maßvolles und ökonomisches Vorgehen gilt nicht nur oder erst für die Ebene des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff, sondern auch bereits für die Ebene des Szenariorahmens. Denn § 15b Abs. 3 S. 1 EnWG bestimmt in Bezug auf den Szenariorahmen, dass die den Szenarien zugrunde zu legenden Annahmen „angemessen“ sein müssen. Das Erfordernis der Angemessenheit der Annahmen bezieht sich einerseits auf die fachlich-methodische Herleitung [https://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata%2Fkomm%2FDannerTheobaldKoEnR\\_127%2FEnWG%2Fcont%2FDannerTheobaldKoEnR%2EEnWG%2Ep12a%2EgIII%2Egl5%2Egld%2Ehtm - FNID0E4NAT](https://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata%2Fkomm%2FDannerTheobaldKoEnR_127%2FEnWG%2Fcont%2FDannerTheobaldKoEnR%2EEnWG%2Ep12a%2EgIII%2Egl5%2Egld%2Ehtm - FNID0E4NAT), andererseits aber auch auf die Spezifizierung der Aussagen zu Gewinnung oder Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Gas und Wasserstoff sowie deren Austausch mit anderen Ländern.<sup>41</sup> Die geforderte Angemessenheit wird im Kontext des Szenariorahmens vor dem Hintergrund des gesetzlichen Effizienzgebots (s. o.) vor allem durch die netzdienliche Betrachtung bzw. das netzdienliche Inansatzbringen der einzelnen Einspeisequellen gewahrt. Das gilt jedenfalls für den ersten Planungsdurchlauf, in dem noch erheblich Gestaltungsoptionen und damit Optimierungsmöglichkeiten und -pflichten bestehen. Die Verankerung der Netzdienlichkeit schließt zugleich auch unwirtschaftliche oder willkürliche Modellierungen in den Lastfällen ausschließt.

Damit sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, sowohl die Verteilung auf die Einspeisequellen als auch die weitergehende Regionalisierung der Einspeiseleistung netzdienlich vorzunehmen. Netzdienlich ist ein Standort im Wasserstoffnetz, wenn aus der an diesem Standort angesetzten Kapazität kein zusätzlicher bzw. ein geringerer Netzausbau als an anderen Standorten resultiert.

Die Mindestwerte für die Einspeiseleistung Wasserstoff, die vorliegend für die Szenarien 1 und 2 vorgegeben werden, beruhen zum Teil auf der gemeinsamen Marktabfrage und berücksichtigen den für die Herleitung einer Umsetzungswahrscheinlichkeit relevanten Projektfortschritt. Sofern die Vorgabe eines Mindestwerts in einem Sektor darüber mit konkreten Projektstandorten verknüpft ist, so sind diese, von dem beschriebenen Leitgedanken der Netzdienlichkeit losgelöst, auch entsprechend in der Netzplanung zu berücksichtigen. Durch diesen Ansatz erfolgt eine regionale Verteilung, wobei die (Mindest-) Einspeisekapazitäten dorthin allokiert werden, wo die Wahrscheinlichkeit einer Umsetzung von konkreten Projekten und damit die Nutzung dieser Kapazitäten höher ist als in anderen Regionen. Für denjenigen Teil der Mantelzahlen, der über den Mindestwerten liegt, haben die Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Werte zu ermitteln, bei denen die

---

<sup>41</sup> Kober, in: Energierecht (Theobald/Kühling), § 12a EnWG, Rn. 13.

Netzdienlichkeit eine hervorgehobene Stellung einnimmt. Hierzu sei auf die Ausführungen in den folgenden Unterkapiteln verwiesen.

Abweichend vom sonstigen Vorgehen wird für die Elektrolyseure in Szenario 2 kein Mindestwert, sondern ein konkreter Leistungswert vorgegeben, da die Übereinstimmung mit den Zielgrößen in Szenario B des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045 hier im Vordergrund steht. Szenario 2 soll dem gesetzgeberischen Gedanken, eine enge Verzahnung der Szenarien zwischen Strom und Wasserstoff herzustellen, gerecht werden. Die Schaffung von Kohärenz im Energiesystem wird durch eine Verknüpfung des Hochlaufs, u. a. von Elektrolyseuren, in der Strom- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung erzielt. Bei den leitungsgebundenen Importen aus dem Ausland wurde ebenfalls ein anderes Vorgehen gewählt. Hier beruhen die angenommenen Leistungswerte auf der Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>42</sup> und berücksichtigen bisher bekannte Projekte als Orientierung, da der Projektfortschritt nach Gesprächen und Informationen aus anderen Behörden (nationale und solche in Nachbarstaaten) diese Annahmen stützt.

Bei der Vorgabe der Mindestwerte war in den Szenarien 1 und 2 eine Differenzierung zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 nicht möglich, da die gemeinsame Marktabfrage nur bis ins Jahr 2035 blickt. Daher wurden in den Szenarien 1 und 2 in der Regel für die Zieljahre 2037 und 2045 identische Mindestwerte angesetzt. Allerdings werden sich die resultierenden Mantelzahlen unterscheiden. Angesichts der Vorgabe, dass die Einspeiseleistung die Ausspeiseleistung mindestens decken muss, wird die durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermittelnde Einspeiseleistung im Zieljahr 2045 im Ergebnis über der des Zieljahres 2037 liegen.

Die Mindestwerte für die Einspeiseleistung Wasserstoff, die vorliegend für das Szenario 3 vorgegeben werden, beruhen u. a. auf dem Szenario 2 sowie auf eigenen Erwägungen der Bundesnetzagentur und stellen nach ihrer Auffassung eine geeignete und solide Modellierungsgrundlage dar. Für die Festlegung der Mindestwerte wurden die Ausspeisungen im Bereich Wasserstoff in den Szenarien 2 und 3 einander gegenübergestellt. Herangezogen wurden die Sektoren Kraftwerke und Industrie, da diese Ausspeisungen in jedem Fall abzudecken sind. Im Wärmebereich wird Wasserstoff weder in Szenario 2 noch in Szenario 3 zur Dekarbonisierung eingeplant. Aus einer solchen Gegenüberstellung, d. h. den addierten Leistungswerten der Sektoren Kraftwerke und Industrie in Szenario 2 (Ausspeiseleistung Wasserstoff, Betrachtungsjahr 2037) und den addierten Leistungswerten dieser Sektoren im Szenario 3 (Ausspeiseleistung Wasserstoff, Betrachtungsjahr 2037), ergibt sich ein Verhältnis, das von der Bundesnetzagentur auf die Einspeiseleistung übertragen wurde. Konkret ergibt sich so, dass die Ausspeiseleistung bzw. die Leistungswerte in Szenario 3 um ca. 80 % unter denen in Szenario 2 liegen. Bei Übertragung dieses Verhältnisses auf die Einspeiseleistung, d. h. bei der Betrachtung der Einspeisungen in Szenario 2 (Einspeiseleistung Wasserstoff, Betrachtungsjahr 2037) und Kürzung bzw. Übertragung auf die Einspeiseleistung in Szenario 3 (gleiches Betrachtungsjahr) wird die Quellenverteilung aus Szenario 2 für das Szenario 3 größtenteils übernommen. Eine Ausnahme bildet der Mindestwert im Sektor Elektrolyse. Hier wird der Leistungswert des gemeinsamen Projektsockels der konsolidierten Elektrolyseurliste von 32 GW<sub>el</sub> als Grundlage für die Kürzung angesetzt und um ca. 80 % reduziert, da dieser der zentrale Bestandteil aller Szenarien im Wasserstoff hinsichtlich der Elektrolyse ist. Die Elektrolyseurliste wurde im Rahmen einer integrierten Netzentwicklungsplanung erstellt. Ein Teil der Projekte

---

<sup>42</sup>Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24 „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an GÜP.

der Elektrolyseurliste dient als gemeinsamer Projektsockel für den Szenariorahmen Strom und Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045.

Für die konkrete Herangehensweise bei der Festlegung der (Mindest-)Werte wird auf die Ausführungen zu den jeweiligen Sektoren verwiesen.

### 2.2.1 Grenzübergangspunkte

In Bezug auf Wasserstoff und Einspeisung über GÜP werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mindestwerte für die Ermittlung der Mantelzahl zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Leistungswerte über die Importmengen und einer Volllaststundenzahl von 3.000 Stunden berechnet, da lediglich Informationen zu der Importmenge, jedoch nicht zu der Importleistung aus den T45-Langfristszenarien vorlagen.<sup>43</sup> Wie schon in Bezug auf die Ausspeiseleistung wollen die Fernleitungsnetzbetreiber auch die Einspeiseleistung an den GÜP im Rahmen der Modellierung anhand von Lastfällen überprüfen und gegebenenfalls anpassen. Grundlage für die Ermittlung der Leistungswerte bilden die sog. Basiskapazitäten für Wasserstoff an den GÜP, die die mögliche Entwicklung für die Jahre 2037 und 2045 aufzeigen sollen; die Einspeisekapazität des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes wird dabei ebenfalls dargestellt.<sup>44</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dafür die Grenzen zu allen benachbarten EU-Ländern sowie der Schweiz und Norwegen/United Kingdom betrachtet und erläutern ihre Annahmen konkret bezogen auf den jeweils zu erwartenden Austausch von Kapazitäten (Ein- und Ausspeisungen). Die Annahmen beruhen auf dem Wasserstoff-Kernnetz bzw. dessen Kapazitäten sowie aktuellen Erkenntnissen und Gesprächen mit ausländischen Partnern zum Zeitpunkt der Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sieht für das Jahr 2032 eine Einspeiseleistung über GÜP von 58 GWh/h vor. Im vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber in Summe eine „Basis-GÜP-Kapazität“ (Einspeisung) in Höhe von 85 GWh/h für das Jahr 2037 und in Höhe von 134 GWh/h für das Jahr 2045.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind die Leistungswerte aus den O45-Langfristszenarien sehr gering angesetzt. Wie in Abschnitt II B 2.2, S. 45 bereits dargelegt, eignen sich diese nicht als Grundlage für eine Netzentwicklungsplanung. Sie sind aus einem ökonomisch-theoretischen Ansatz entstanden, der Aspekte der Versorgungssicherheit, wie zum Beispiel die Betrachtung von Lastfällen, und die Diversifizierung von Einspeisequellen außer Acht lässt. Aus den vorgenannten Gründen werden die Kapazitäten auf der Einspeiseite abweichend von den Langfristszenarien festgelegt.

Die Bundesnetzagentur begrüßt die detaillierte (prognostische) Darstellung und Erläuterung zu den einzelnen GÜP der Fernleitungsnetzbetreiber. Aufgrund des erst beginnenden Hochlaufs des Wasserstoffmarktes und Netzausbaus sowie in Ermangelung bereits verbindlicher Kapazitätsallokationen an GÜP, die teilweise noch errichtet bzw. umgestellt werden müssen, ist für die Bundesnetzagentur auch nachvollziehbar, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber hier maßgeblich auf die Leistungswerte bekannter Projekte sowie auf Gespräche mit

---

<sup>43</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 84f.

<sup>44</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 63, Tabelle 24 und Ausführungen auf S. 63 ff.

benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern und (europäische) Projekte stützen, die einen bestimmten Status erhalten haben und bei denen daher von einer erhöhten Realisierungswahrscheinlichkeit auszugehen ist (überwiegend Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI; en.: *Projects of Common Interest*) und Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse (IPCEI)).

Für Szenario 1 und 2 wird ein Mindestwert von 58 GWh/h festgelegt. Dieser Mindestwert umfasst die Projekte, die wie dargestellt nach aktuellem Kenntnissstand wahrscheinlich bis zum Jahr 2037 realisiert sein werden. Der Mindestwert stützt sich dabei auf den fortlaufenden Austausch mit den relevanten Nachbarstaaten, wonach die Annahmen bekannter Projekte hinsichtlich ihrer Kapazitäten an GÜP im Wesentlichen Bestand haben (siehe hierzu auch Abschnitt II B 2.2, S. 45). Für 2045 wird der Mindestwert in gleicher Höhe festgelegt. Dies bedeutet keine Aussage dahingehend, dass in diesem Zeitraum kein Anstieg der Einspeisekapazitäten an den GÜP zu erwarten ist. Die konkrete Mantelzahl, die der Modellierung zugrunde zu legen ist, ist unter Berücksichtigung der vorgegebenen Mindestwerte durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln. Die Vorgabe eines Minderwerts trägt auch hier dem prognostischen Charakter des Szenariorahmens und dem weiten Zeithorizont (2037 bzw. 2045) Rechnung und erlaubt eine flexible und effiziente Handhabung bei den Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung. Gleichwohl ist bei der Ermittlung der konkreten Mantelzahl das Ziel einer effizienten Netzinfrastruktur zu berücksichtigen. Wenn auch bei der Bestimmung von Einspeisekapazitäten der Resilienzgedanke (Erhaltung der Leistungsfähigkeit des Netzes bei Störungen der Versorgung) einzubeziehen ist, so haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung und Allokation der Mantelzahl das Ziel einer kosteneffizienten Versorgung und damit verbunden die Netzdienlichkeit der Quellenverteilung zu berücksichtigen.

Für Szenario 3 wird für das Betrachtungsjahr 2037 ein Mindestwert von 10 GWh/h festgelegt. Das Szenario 3 geht insgesamt von einem verzögerten Wasserstoffhochlauf aus (allgemein zum konservativen Rahmen des Szenarios 3 s. o., Abschnitt II B 2.2, S. 45). Daher wird für das Jahr 2037 in Bezug auf GÜP, aber auch bei den übrigen Einspeisequellen (siehe beispielsweise Speicher und Elektrolyse), eine gegenüber anderen Szenarien (deutlich) geringere Einspeisekapazität vorgegeben. Das Verhältnis der Kürzung ist in allen Fällen, d. h. bei allen Einspeisequellen, gleich, d. h. in Szenario 3 liegen alle Einspeisewerte um ca. 80 % unter denen in Szenario 2. Die Gründe und die konkrete Berechnung durch die Bundesnetzagentur werden im vorangehenden Abschnitt II B 2.2 näher dargelegt. Im Wesentlichen wurden die Ausspeiseleistungen der Sektoren Kraftwerke und Industrie in Szenario 2 und Szenario 3 betrachtet und ins Verhältnis gesetzt; dieses Verhältnis wurde sodann auf die Einspeiseseite übertragen. Für das Betrachtungsjahr 2045 wird ein Mindestwert von 58 GWh/h festgelegt. Dieser entspricht dem Mindestwert für GÜP in Szenario 2 (also ohne Kürzung). Denn das Szenario 3 basiert grundlegend auf Szenario 2 und für das Betrachtungsjahr 2045 ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch im konservativen Szenario 3 davon auszugehen, dass infolge eines verzögerten, dann aber dynamischen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft das Einspeiseniveau des Szenarios 2 erreicht werden wird. Die Vorgabe eines Mindestwerts trägt auch hier dem prognostischen Charakter des Szenariorahmens und dem weiten Zeithorizont (2045) Rechnung und erlaubt eine flexible und effiziente Handhabung bei den Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung.

### 2.2.2 Speicher

In Bezug auf die Einspeisung von Wasserstoff durch Speicher werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mindestwerte für die durch die

Fernleitungsnetzbetreiber zu ermittelnden Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Da in dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 in der Regel nicht zwischen Ein- und Ausspeiseleistung differenziert wird, kann die in Abschnitt II B 2.1.5, S. 41 beschriebene Herangehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Speicher größtenteils auch auf die in diesem Abschnitt betrachtete Einspeiseleistung ins Netz durch Speicher (d. h. Ausspeicherleistung) übertragen werden.

Wie bereits beschrieben, hat die Bundesnetzagentur abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber in der Tenorziffer zu 1. Mindestwerte und keine festen Mantelzahlen im Hinblick auf die Einspeiseleistung durch Speicher bestimmt. Die Bestimmung der konkreten Einspeiseleistung ist von den Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass auf Grundlage des konkreten Wertes, welcher durch die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung ermittelt wird, die netztechnisch effizienteste Deckung der Ausspeiseleistung erreicht werden kann. Da es über die gemeinsame Marktabfrage hinaus zum momentanen Zeitpunkt wenige konkrete Anhaltspunkte für den zukünftigen Speicherbedarf gibt, ist eine netzdienliche Modellierung der Speicher nach Ansicht der Bundesnetzagentur sachgerecht. Da die Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf eine netzdienliche Modellierung über die meisten Informationen verfügen, hat die Bundesnetzagentur auf eine weitergehende Konkretisierung zur Bestimmung der Einspeiseleistung verzichtet, um der Gefahr eines ineffizienten Netzausbaus vorzubeugen. In den kommenden Jahren wird sich der Speicherbedarf voraussichtlich konkretisieren, sodass sich zukünftig das durch die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen vorzugebende Korsett deutlich verengen wird.

Bei der Bestimmung der Ein- und Ausspeiseleistung haben die Fernleitungsnetzbetreiber neben der Netzdienlichkeit darauf zu achten, wann die Speicher in der Regel zum Einsatz kommen. Während die Einspeisung, d. h. die Ausspeicherung, von Speichern insbesondere dann notwendig sein wird, wenn keine Erzeugung von Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Energien stattfindet und Kraftwerke und Industrie trotzdem versorgt werden müssen, muss die Ausspeisung, d. h. die Einspeicherung, zu Zeiten erfolgen, in denen durch eine hohe Erzeugung von Wasserstoff ein Angebotsüberschuss vorliegt. Dieses Erfordernis hat somit auch Auswirkung auf die benötigten Leistungen.

#### Szenarien 1 und 2:

Bei der Bestimmung der Mindestleistung für die Szenarien 1 und 2 hat sich die Bundesnetzagentur, wie in einzelnen Stellungnahmen gefordert, an der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffprojekte orientiert und diese bei 36 GWh/h Einspeiseleistung angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen zur Erreichung des Mindestwertes aus der gemeinsamen Marktabfrage die Speicher in der Modellierung berücksichtigen, bei denen mindestens der Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ angegeben wurde. Speicher mit den Entwurfsstatus „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ und „Projektidee“ sind in dem Mindestwert somit nicht enthalten.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei einzelnen Meldungen in der gemeinsamen Marktabfrage Ein- und Ausspeiseleistungen vertauscht wurden. Nach Rücksprache mit den Speicherbetreibern, bei denen die Einspeiseleistung (d. h. die Ausspeicherleistung) niedriger als die Ausspeiseleistung (d. h. die

Einspeicherleistung) war, hat die Bundesnetzagentur die Werte für die betreffenden Speicher getauscht. Diese Fehlmeldungen haben in Summe dazu geführt, dass die in Abbildung 16 des Entwurfs des Szenariorahmens der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>45</sup> gelistete Ausspeiseleistung aus dem Netz höher als die Einspeiseleistung in das Netz war. Da das Verhältnis bei Erdgasspeichern in der Regel umgekehrt ausfällt, wurde dies auch in den Stellungnahmen kritisiert. Nach der Korrektur der Meldungen hat sich dieses Verhältnis umgekehrt.

Für die Leistung nach der Tenorziffer zu 1. ergibt sich die Verteilung Einspeiseleistung anhand der in der gemeinsamen Marktabfrage berücksichtigten Projekte. Falls sich im Rahmen der Modellierung zeigt, dass von den Mindestvorgaben abgewichen werden muss, sollen die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere auf die Standorte der bestehenden Kavernenspeicher im Erdgasnetz zurückgreifen. Auch die Erkenntnisse der von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens angegebenen Potentialstudie „WASSERSTOFF SPEICHERN – SOVIEL IST SICHER Transformationspfade für Gasspeicher“<sup>46</sup> können ein Anhaltspunkt für mögliche Speicherstandorte sein, ebenso wie die Speicherprojekte, die in der gemeinsamen Marktabfrage mit dem Status „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ gemeldet wurden. Speicher, die in der gemeinsamen Marktabfrage mit dem Status „Projektidee“ aufgenommen wurden, sollten in der Regel keine Berücksichtigung finden. Da es sich bei den Projektideen insbesondere um Porenspeicher handelt, bei denen noch nicht abschließend geklärt ist, ob diese überhaupt grundsätzlich für eine Umstellung geeignet wären, erscheint der Bundesnetzagentur hier eine Umstellung unwahrscheinlicher als eine Umstellung oder ein Neubau von Kavernenspeichern. Das Vorgehen deckt sich auch mit einer Stellungnahme, in der gefordert wurde, dass Projektideen keine Berücksichtigung finden sollen.

In der Konsultation wurden Bedenken geäußert, ausschließlich Projekte aus der gemeinsamen Marktabfrage als Grundlage für die Regionalisierung heranzuziehen. Dies würde beispielsweise bedeuten, dass im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern keine Speicherkapazitäten vorgesehen wären. Auch die Bundesnetzagentur sieht, sofern die Fernleitungsnetzbetreiber von den Mindestwerten abweichen, eine Regionalisierung ausschließlich auf Basis der Projektstudie als kritisch an. Mit dem Hinweis auf die bestehenden Speicherstandorte soll insbesondere sichergestellt werden, dass alle möglichen Speicherstandorte von den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigt werden können, an denen ein entsprechendes geologisches Potential verfügbar ist. Welche dieser potentiellen Standorte bei einer Abweichung von den Mindestwerten berücksichtigt werden, sollen die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere anhand des Kriteriums der Netzdienlichkeit prüfen und objektiv nachvollziehbar bestimmen, d. h. es sollen die Standorte gewählt werden, durch die kein oder der geringste Ausbau im Wasserstoffnetz verursacht wird. Inwieweit die in den Stellungnahmen erwähnten Speicher Berücksichtigung finden, ist somit erst im Rahmen der Modellierung zu prüfen.

Bei der Modellierung sollen die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl im Hinblick auf die genauen Leistungswerte als auch im Hinblick auf die Standorte die Speicher netzdienlich ansetzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die berücksichtigten Ein- und Ausspeiseleistungen zueinander passen. So muss insbesondere auf ein technisch umsetzbares und für den marktlichen Betrieb der Speicher sinnvolles Verhältnis von Ein- und Ausspeiseleistung geachtet werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen sich dabei an dem Verhältnis von Ein- und Ausspeiseleistung der gemeinsamen Marktabfrage orientieren. Auch wenn die Höhe des

---

<sup>45</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 56, Abbildung 16.

<sup>46</sup> Siehe DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2022, WASSERSTOFF SPEICHERN – SOVIEL IST SICHER Transformationspfade für Gasspeicher, <https://t1p.de/23abx> (zuletzt abgerufen am 19.03.2025)

Arbeitsgasvolumens für die Modellierung keinen direkten Einfluss hat, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Bestimmung der Leistungswerte zusätzlich berücksichtigen, dass sowohl ein ausreichendes Arbeitsgasvolumen hinterlegt werden kann als auch eine Befüllung und Entleerung der Speicher bei einer realistischen Fahrweise technisch möglich ist.

Des Weiteren gilt es im Hinblick auf die gemeinsame Marktabfrage und somit auch im Hinblick auf die Mindestwerte zu beachten, dass es sich hierbei im Regelfall um die maximalen Leistungswerte handelt und mögliche Speicherkennlinien nicht berücksichtigt wurden. Bei der Prüfung der Fernleitungsnetzbetreiber, welche Speicherleistung bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans angesetzt wird, ist dies zu beachten.

Sollte sich bei der Bestimmung der Leistungswerte, unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kriterien, objektiv nachvollziehbar höhere Werte als die Mindestwerte ergeben, so sind diese von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Netzplanung zu berücksichtigen. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur werden die Speicher eine wichtige Funktion bei der Wasserstoffversorgung einnehmen, wobei voraussichtlich insbesondere die Versorgung der Kraftwerke zu Zeiten, in denen keine Wasserstofferzeugung stattfinden kann, im Vordergrund steht. Dies muss somit bei der Bestimmung sowohl der Ein- als auch Ausspeiseleistungswerte berücksichtigt werden. Die einheitlichen Mindestwerte in den Szenarien 1 und 2 sind auch nicht dahingehend zu interpretieren, dass in den jeweiligen Szenarien identische Leistungswerte angesetzt werden sollen. Des Weiteren soll mit den einheitlichen Werten in den Szenarien 2 und 3 für die Jahre 2037 und 2045 keine Vorfestlegung getroffen werden, dass in diesem Zeitraum kein Anstieg der Speicherleistung stattfindet. Auch die Bundesnetzagentur erachtet einen Anstieg der Speicherleistung in diesem Zeitraum für realistisch. Aufgrund der deutlich gestiegenen Ausspeisekapazitäten zwischen 2037 und 2045 erscheint es auch realistisch, dass dies, unter Berücksichtigung der in der Genehmigung vorgegebenen Kriterien, das Ergebnis der Leistungsermittlung der Fernleitungsnetzbetreiber sein wird.

Innerhalb eines Szenarios ist des Weiteren darauf zu achten, dass Speicher nicht gleichzeitig sowohl im Erdgasnetz als auch im Wasserstoffnetz berücksichtigt werden. Grundsätzlich ist es zwar möglich, dass an einem Standort sowohl Erdgas- als auch Wasserstoffspeicher in Betrieb sind, in diesen Fällen ist jedoch darauf zu achten, dass an dem Standort ausreichend Potential für den Neubau eines Wasserstoffspeichers bzw. eine Teilumstellung eines Erdgasspeichers und den zusätzlichen Weiterbetrieb des Erdgasspeichers vorhanden ist.

### Szenario 3:

Wie unter Abschnitt II B 2.2, S. 45 ausführlicher erläutert wird, wurde für die Bestimmung der Mindestwerte der Einspeiseleistung für das Jahr 2037 im Szenario 3 überprüft, wie hoch der Anteil der Einspeiseleistung der Speicher im Szenario 2 im Verhältnis zur Summe aus Industrie- und Kraftwerksleistung war. Dieses Verhältnis wurde zur Bestimmung der Mindestwerte auf das Szenario 3 übertragen. Im Ergebnis beträgt der Mindestwert für das Jahr 2037 6 GWh/h.

Da im Szenario 3 der Wasserstoffhochlauf zunächst verzögert ist, um dann jedoch umso schneller abzulaufen, wurden zwar die Mindestwerte für das Jahr 2037 im Vergleich zum Szenario 2 nach unten korrigiert, der Mindestwert von 36 GWh/h für das Jahr 2045 wurde jedoch wieder analog zum Szenario 2 gebildet. Auch hier ist aus Sicht der Bundesnetzagentur mit dem identischen Mindestwert nicht verbunden, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern zu bestimmenden Leistungswerte für das Jahr 2045 in den Szenarien 2 und 3 identisch sein müssen. Es ist naheliegend, dass aufgrund der geringeren Kraftwerksleistung in Szenario 3 auch eine geringere Einspeiseleistung bei Speichern benötigt wird.

Die allgemeinen Rahmenbedingungen zur Bestimmung der Mantelzahlen aus den Szenarien 1 und 2 sowie die Vorgaben in Bezug auf die Regionalisierung aus den Szenarien 1 und 2 sollen auch auf das Szenario 3 angewendet werden. Auch in diesem Szenario sollen somit zumindest bezogen auf die Mindestwerte zunächst die in der gemeinsamen Marktabfrage gemeldeten Projekte nach Projektstatus aufgenommen werden. Sollten insbesondere für das Zieljahr 2037 nicht alle Speicher mit einem identischen Projektstatus Berücksichtigung finden, sind die Projekte heranzuziehen, die keinen oder den geringsten Netzausbau im Wasserstoffnetz verursachen.

### 2.2.3 Sonstige Importe (u. a. LH2 und Derivate)

In Bezug auf sonstige Importe (u. a. Flüssigwasserstoff (LH2; en.: *liquid hydrogen*) und Derivate) werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mindestwerte für die durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermittelnden Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst dargelegt, dass in den Langfristszenarien aufgrund der höheren prognostizierten Kosten von nicht-leitungsgebundenen Importen im Vergleich zu leitungsgebundenen Importen keine sonstigen Importe berücksichtigt wurden. Abweichend davon wollen die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch einen Ansatz mit diversifizierenden Wasserstoffquellen verfolgen. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wollen die Fernleitungsnetzbetreiber daher auch insbesondere Importe von Wasserstoff über Terminals berücksichtigen. Auch die inländische Erzeugung von blauem Wasserstoff wird von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht ausgeschlossen. Begründet wird dieses Vorgehen damit, dass auch die Bundesregierung im Rahmen ihrer Importstrategie einen diversifizierten Ansatz verfolgt und auch die Systementwicklungsstrategie Seeimporte berücksichtigt.<sup>47</sup>

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen jedoch nicht weiter aus, wie hoch die angesetzte Leistung sein oder an welchen Standorten die nicht-leitungsgebundenen Importe erfolgen sollen. Weiterhin wird offengelassen, wie die Erzeugung von blauem Wasserstoff in der Modellierung Berücksichtigung finden soll. Es wird auch nicht differenziert, ob es sich bei den nicht-leitungsgebundenen Importen um LH2 oder Derivate (z. B. Ammoniak) handeln soll. Es wird lediglich dargelegt, dass die etablierten Standorte für den Import und die Erzeugung von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen.

Auch nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollte die Netzplanung auf einer diversifizierten Importstrategie basieren und der Import von LH2 und/oder von Derivaten somit in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 Berücksichtigung finden. Zwar ist es auch nach Ansicht der Bundesnetzagentur aufgrund der Kostenstruktur wahrscheinlich, dass der überwiegende Anteil der Importe nach Deutschland über Leitungen transportiert wird. Im Sinne der Versorgungssicherheit soll jedoch bei der Netzentwicklungsplanung sichergestellt werden, dass auch sonstige direkte Importe nach Deutschland möglich sein werden. Dies steht auch im Einklang mit der Systementwicklungsstrategie. In diesem Zusammenhang wurde auch in der Konsultation darauf hingewiesen, dass auch Wasserstoff-

---

<sup>47</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 85.



Einspeisekapazitäten aus Terminals möglichst in der Modellierung berücksichtigt werden sollte um eine diversifizierte Importstrategie zu gewährleisten.

Wie in den anderen Sektoren der EinspeiseSeite auch, gibt die Bundesnetzagentur jedoch keinen konkreten Leistungswert vor, sondern bestimmt mit Tenorziffer zu 1. (Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*) einen Mindestwert. So soll in den Szenarien 1 und 2 für die Zieljahre 2037 und 2045 mindestens 4 GWh/h an nicht-leitungsgebundenen Importen in der Modellierung hinterlegt werden. Basis für den Mindestwert ist, wie in einigen anderen Sektoren auch, die gemeinsame Marktabfrage. Dabei sollen die Fernleitungsnetzbetreiber aus der gemeinsamen Marktabfrage mindestens die Projekte in der Modellierung berücksichtigen, bei denen mindestens der Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ angegeben wurde.

Begründen lässt sich das Vorgehen auch hier wiederum damit, dass die gemeinsame Marktabfrage zwar einen Hinweis liefert, welche Projekte wahrscheinlicher in der Umsetzung sind, die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch für den Teil der Mantelzahlen, der über den Mindestwerten liegt, konkrete Werte ermitteln müssen, bei denen die Netzdienlichkeit eine hervorgehobene Stellung einnimmt. Wie bereits in Abschnitt II B 2.2, S. 45 ausgeführt, meint netzdienlich in diesem Zusammenhang, dass aus der an diesem Standort angesetzten Kapazität kein zusätzlicher bzw. ein geringerer Netzausbau als an anderen Standorten resultiert.

Bezogen auf die Mindestwerte sollen die Standorte über die konkreten Projekte definiert werden. Sollten die Fernleitungsnetzbetreiber für die sonstigen Importe mehr als 4 GWh/h in der Modellierung ansetzen, so sind bei der Regionalisierung neben dem Kriterium der Netzdienlichkeit insbesondere die Standorte der bestehenden bzw. geplanten LNG-Anlagen zu berücksichtigen. Dies wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 auch bereits vorgeschlagen.

Es sei weiterhin darauf hingewiesen, dass die Bestimmung des Mindestwertes über die gemeinsame Marktabfrage zu dem Ergebnis führt, dass insbesondere Projekte Berücksichtigung finden, bei denen der Import von Ammoniak geplant wird. Für die Bestimmung des Mindestwertes ist dies nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch begründbar, da diese Projekte schon konkreter zu sein scheinen als bspw. Projekte zum Import von LH2. Damit ist aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch keine Festlegung darüber verbunden, dass der Import von LH2 in der Netzplanung keine Berücksichtigung finden soll. Vielmehr obliegt es den Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln, inwiefern der Import von LH2 in den Szenarien effizient eingeplant werden kann. Dabei können die Fernleitungsnetzbetreiber auch auf die gemeinsame Marktabfrage zurückgreifen.

Ähnlich verhält es sich mit der Erzeugung von blauem Wasserstoff. Auch hier sollen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zu dem Vorgehen bei den sonstigen Importen insbesondere die Projekte berücksichtigen, bei denen in der Marktabfrage mindestens der Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ angegeben wurde. Da sich der so ermittelte Mindestwert auf weniger als 1 GWh/h beläuft, wurde davon abgesehen, die Erzeugung von blauem Wasserstoff separat im Tenor aufzuführen. Wie von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vorgeschlagen, können diese die darüberhinausgehende Leistung im Rahmen der Modellierung bestimmen.

Für das Szenario 3 wurde in der Tenorziffer zu 1. für das Zieljahr 2037 eine Mindestleistung von 1 GWh/h festgelegt. Wie im Abschnitt II B 2.2, S. 45 erläutert, wurde zur Bestimmung der Mindestwerte auf der EinspeiseSeite überprüft, wie das Verhältnis von Kraftwerks- und Industrieleistung zu der Einspeiseleistung der

einzelnen Einspeisequellen im Szenario 2 ausgefallen ist. Dieses Verhältnis wurde dann auf das Szenario 3 übertragen. Daraus ergibt sich, dass die Mindestleistung der sonstigen Importe bei 1 GWh/h liegt.

Da in dem Szenario davon ausgegangen wird, dass der Wasserstoffhochlauf zwar zunächst langsamer, ab 2037 jedoch umso schneller stattfindet, wurden auch für die sonstigen Importe die Mindestwerte des Szenario 2 für das Zieljahr 2045 übernommen. Somit sind die Ausführungen zu den Szenarien 1 und 2 auch für das Zieljahr 2045 im Szenario 3 gültig.

Die Regionalisierung im Szenario 3 soll weitestgehend analog zu den Szenarien 1 und 2 erfolgen. D. h. für die 1 GWh/h sollen die Standorte der Projekte der Marktabfrage die Grundlage bilden. Wenn nicht alle Projekte eines Status in der Modellierung angesetzt werden können, dann sollen die Fernleitungsnetzbetreiber nach dem Kriterium der Netzdienlichkeit auswählen. Dabei können die Fernleitungsnetzbetreiber zwar auf die Marktabfrage zurückgreifen, müssen es jedoch nicht. Auch in diesem Szenario ist darauf zu achten, dass insbesondere Standorte der bestehenden bzw. geplanten LNG-Terminals zu berücksichtigen sind.

## 2.2.4 Elektrolyse

In Bezug auf die Einspeisung von Wasserstoff durch Elektrolyse werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, abweichend vom Entwurf des Szenariorahmens, die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, bestimmten Mantelzahlen (Szenario 2) bzw. Mindestwerte (Szenarien 1 und 3) den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren sowie, gemäß Tenorziffer zu 2., die konsolidierte Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur (Anlage 2) zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die von ihnen vorgeschlagenen drei Szenarien für die Jahre 2037 sowie 2045 und die bedarfsorientierte Modellierungsvariante für das Jahr 2037 in Bezug auf die Einspeisung von Wasserstoff durch Elektrolyse bestimmte Zielgrößen ( $\text{GW}_{\text{el}}$ ) festgelegt.<sup>48</sup> Die in vorgenannter Tabelle ausgewiesenen Zielgrößen wurden dabei aus den T45-Langfristszenarien übernommen und sollen der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zugrunde gelegt werden. Die Werte der Fernleitungsnetzbetreiber gehen teilweise sogar über die Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie hinaus (diese weist für den Zeitraum 2035 eine Bandbreite von 30 bis 40  $\text{GW}_{\text{el}}$  und für 2045 von 60 bis 80  $\text{GW}_{\text{el}}$  aus).

Zur Erreichung der Zielgrößen und für die Regionalisierung der Leistungswerte ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Projektmeldungen aus der gemeinsamen Marktabfrage heran. Im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage erhielten die Fernleitungsnetzbetreiber über 300 Power-to-Gas (PtG)-Projektmeldungen (siehe Anlage 2 Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045). Anhand der Projektmeldungen lassen sich die PtG-Anlagen (vorrangig Elektrolyseure) u. a. konkreten Standorten zuordnen und, je nach Projektstatus, in unterschiedliche Kategorien unterteilen, wobei „Projektidee“ den geringsten und „Inbetriebnahme/Projektabschluss/Fertigstellung“ den höchsten Projektstatus darstellt. Eine weitergehende Plausibilisierung der Projektmeldungen zu PtG-Anlagen sowie

---

<sup>48</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 86, Tabelle 38.

Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern ist jedoch, trotz entsprechender Ankündigung seitens der Fernleitungsnetzbetreiber, nicht erfolgt.

Um im nächsten Schritt die Zielgrößen der T45-Langfristszenarien zu erreichen und diese zu regionalisieren, betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen Projektstatus einer Projektmeldung, wobei die einzelnen Projektstatuskategorien drei Gruppen zugeordnet werden, vgl. S. 85 f. Szenariorahmenentwurf. Die Projekte der 1. Gruppe (Finale Investitionsentscheidung getroffen und vergleichsweise hoher Projektstatus) bilden dabei die Basis, die dann zum Erreichen der jeweiligen Zielgröße erst mit Projekten aus der 2. Gruppe (mittlerer Projektstatus) und dann mit solchen aus der 3. Gruppe (alle weiteren Projektmeldungen) aufgefüllt wird.

Das vorbeschriebene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber überzeugt nicht in allen Schritten und weist nach Auffassung der Bundesnetzagentur Mängel auf, die vor allem den Ausgangspunkt, d. h. die zugrunde gelegten Projekte (siehe Anlage 2 des Entwurfs des Szenariorahmens) betreffen. Insbesondere fehlt es hier an einer final abgestimmten und plausibilisierten gemeinsamen Liste der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber, die auch in mehreren Stellungnahmen gefordert wurde.

Während das methodische Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber mit Blick auf die Zielgrößenermittlung je nach Szenario und Betrachtungsjahr sowie der Ansatz der Regionalisierung grundsätzlich nachvollziehbar sind, sind nach Einschätzung der Bundesnetzagentur jedoch, insbesondere für die Zielgrößen des Szenarios 2, die Mantelzahlen aus den aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien sowie grundsätzlich ein abweichender Pool von Projekten und weitere Projektstatusgruppen heranzuziehen (vgl. konsolidierte Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur (Anlage 2)); zum Vorgehen der Bundesnetzagentur siehe insoweit nachfolgende Abschnitte und Begründung.

Die Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 muss hinsichtlich der Berücksichtigung von Elektrolyseuren nach Ansicht der Bundesnetzagentur auf Grundlage einer hinreichend aktuellen und soliden sowie vor allem einheitlichen Basis erfolgen, da im Gegensatz zu anderen Einspeisequellen Elektrolyseure aufgrund ihres Strombedarfes eine zentrale Schnittstelle zwischen den Strom- und Wasserstoffnetzen darstellen. Entsprechend ist bei der Ermittlung von Einspeisekapazitäten und -standorten zumindest dort, wo Elektrolyseurprojekte wahrscheinlicher realisiert werden, eine Harmonisierung mit der Übertragungsnetzplanung zu verfolgen. Die im nachfolgenden dargestellte konsolidierte Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur stellt eine solche Basis dar. Gleiches gilt für die mit vorliegender Genehmigung festgelegten Mantelzahlen für das Szenario 2 sowie Mindestwerte für die Szenarien 1 und 3, die bei der Modellierung in den jeweiligen Betrachtungsjahren zugrunde zu legen sind.

Die Erstellung der konsolidierten Elektrolyseurliste sowie die Bestimmung des gemeinsamen Projektsockels (s. u.) erfolgte daher in enger Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom, um die notwendige Kohärenz bei den verschiedenen Szenarien sicherzustellen, was auch eine Forderung in verschiedenen Stellungnahmen war. Vor diesem Hintergrund stützte sich die Bundesnetzagentur bei der Bestimmung der konsolidierten Elektrolyseurliste nicht nur auf die Projektliste der Fernleitungsnetzbetreiber (hierzu s. o.), sondern zog auch eine Projektliste der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) heran, um ein vollständiges und zudem aktuelleres Bild zu erreichen, da in die Liste der Übertragungsnetzbetreiber weitere Aktualisierungen, insbesondere bei den

Projektstatus und den elektrischen Leistungsangaben ( $\text{GW}_{\text{el}}$ ), zu den einzelnen Projekten einfließen.<sup>49</sup> Beide Listen bauen jedoch gleichermaßen auf der gemeinsamen Marktabfrage auf.

Die Bundesnetzagentur bestimmte die konsolidierte Elektrolyseurliste schlussendlich anhand eines Abgleiches zwischen den beiden Listen. Dabei werden zunächst in beiden Listen aufgeführte sowie übereinstimmende Projekte berücksichtigt, sodass mit der konsolidierten Elektrolyseurliste in Summe eine elektrische Leistung von  $88 \text{ GW}_{\text{el}}$  über alle Projekte hinweg (d. h. alle Projektstatus eingeschlossen) gegeben ist.

Zu diesem grundsätzlichen Vorgehen gab es bereits im Vorlauf zu der vorliegenden Genehmigung einen Austausch der Bundesnetzagentur mit den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern zu einem Vorabentwurf einer konsolidierten Elektrolyseurliste. In diesem Zusammenhang sind weitere Informationen und Rückmeldungen an die Bundesnetzagentur in die Erstellung der konsolidierten Elektrolyseurliste miteingeflossen und berücksichtigt worden. Anpassungen, die aufgrund der eingereichten Stellungnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung vorgenommen wurden, werden am Ende dieses Kapitels dargestellt.

Auf Basis der konsolidierten Elektrolyseurliste bestimmt die Bundesnetzagentur einen gemeinsamen Projektsockel, um eine weitestgehende Übereinstimmung bei der Regionalisierung der Leistungswerte aus den Mantelzahlen der Szenarien zwischen Strom und Wasserstoff, sowie der letztendlich berücksichtigten Standorte, sicherzustellen. Dabei stützt sich die Bundesnetzagentur auf die konsolidierten Projektstatus-Gruppen des Entwurfs des Szenariorahmens Strom, welche sich in fünf Gruppen unterteilen und den Meldestatus eines Projektes in der Netzbetreiberabfrage und in der gemeinsamen Marktabfrage zusammenführt und berücksichtigt.<sup>50</sup> Vor diesem Hintergrund werden für den gemeinsamen Projektsockel alle Projekte, bis auf solche der Projektstatus-Gruppe „Idee und Vorplanung“ berücksichtigt. Auch wenn sich nur ein geringer Teil des Projektsockels tatsächlich schon im Bau oder bereits in Betrieb befindet, so wird das Vorgehen vor dem Hintergrund der aktuell verfügbaren Daten und Annahmen als hinreichend realistisch angesehen. Aufbauend auf der beschriebenen Methodik umfasst der gemeinsame Projektsockel damit  $32 \text{ GW}_{\text{el}}$ . Außerhalb des gemeinsamen Projektsockels befinden sich demnach Projekte mit einem elektrischen Leistungsumfang von insgesamt  $56 \text{ GW}_{\text{el}}$ .

Insbesondere aufgrund der Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom bauen die konsolidierte Elektrolyseurliste sowie der gemeinsame Projektsockel mit Blick auf die Leistungsangaben auf den elektrischen Leistungswerten bei den Projekten auf. Auf eine Vorgabe von Mantelzahlen für die korrespondierenden Einspeiseleistungen in  $\text{GWh/h}$  wurde verzichtet, da sich bei den Projekten der gemeinsamen Marktabfrage im Gesamten kein hinreichend valides und plausibles Datenbild zeigt, was das Zusammenspiel aus elektrischer Leistung und zugehöriger Einspeiseleistung sowie zugehörigem Wirkungsgrad betrifft. Die in der Netzplanung anzusetzenden Einspeiseleistungen bei den Elektrolyseuren sind durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorrangig anhand der zu den Projekten vorliegenden Informationen zu bestimmen. Sofern sich kein hinreichend konsistentes Datenbild bei den entsprechenden Angaben eines Projektes zeigen sollte, können durch die Fernleitungsnetzbetreiber auch eigene Annahmen und Anpassungen, beispielsweise den Wirkungsgrad, die Erzeugungs- oder die Einspeiseleistung betreffend, gemacht werden, wobei die führende, zu prüfende Größe

---

<sup>49</sup> Siehe Entwurf des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045, Kapitel 3.2, S. 22.

<sup>50</sup> Siehe Entwurf des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045, Kapitel 3.2, S. 22.

die Erzeugungsleistung, und darauf aufbauend die Einspeiseleistung, im Verhältnis zur elektrischen Leistung bei der Plausibilisierung darstellt. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die elektrischen Leistungswerte bei einigen Projekten aufgrund des Abgleiches mit der Liste der Übertragungsnetzbetreiber angepasst wurden und dementsprechend die Einspeiseleistung noch gleichermaßen zu aktualisieren ist. Darüber hinaus ist zu beachten, dass nicht alle Elektrolyseure zwangsläufig in ein Wasserstoffnetz einspeisen und in der Netzplanung berücksichtigt werden müssen, wenn diese z. B. in einem Industrie-Cluster angesiedelt sind und die Abnahme des erzeugten Wasserstoffs direkt vor Ort erfolgt. Vor diesem Hintergrund erwartet die Bundesnetzagentur eine Darstellung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, welche konkreten Kriterien und Methodik bei der Plausibilisierung angewendet wurden.

Die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Wasserstoff*, vorgegebenen Mantelzahlen bzw. Mindestwerte beruhen entweder auf den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien für das Szenario 2 oder auf eigenen Erwägungen der Bundesnetzagentur (Szenarien 1 und 3). Die Mantelzahlen bzw. Leistungswerte beruhen damit insgesamt auf anderen Zahlen als von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vorgelegt (Grundlage dort waren die T45-Langfristszenarien) und sind nach Prüfung der Bundesnetzagentur u. a. mit Blick auf Aktualität und Plausibilität vorzugswürdig. Zur Auseinandersetzung mit den vorgelegten Szenarien allgemein und den Gründen der Ablehnung bzw. Korrektur durch die Bundesnetzagentur siehe oben, Abschnitt II B 1, S. 21. Die hiermit festgelegten Mantelzahlen bzw. Mindestwerte liegen, mit teils begründeten Abweichungen (siehe im Folgenden, insb. Szenario 3), auch im Rahmen der in den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie genannten Spannbreite, die für das Jahr 2035 eine Einspeiseleistung von 30 bis 40 GW<sub>el</sub> und das Jahr 2045 eine Einspeiseleistung von 60 bis 80 GW<sub>el</sub> vorsieht.

Szenario 1 2037/2045: Für das Szenario 1 gibt die Bundesnetzagentur mit vorliegender Genehmigung für die beiden Betrachtungsjahre 2037 und 2045 einen elektrischen Leistungswert von 32 GW<sub>el</sub> als Mindestwert für die Modellierung vor. Dieser entspricht dem gemeinsamen Projektsockel der konsolidierten Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur und stellt nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine plausible Ausgangsbasis für die zu ermittelnde Mantelzahl im Rahmen der Modellierung des Szenarios 1 dar.

Mit dem vorgegebenen Mindestwert sollen die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung die konkrete Höhe der Einspeiseleistung in den beiden Betrachtungsjahren ermitteln. Die Vorgabe eines Mindestwerts trägt auch hier dem prognostischen Charakter des Szenariorahmens und dem weiten Zeithorizont (2037 bzw. 2045) Rechnung und erlaubt eine flexible und effiziente Handhabung bei den Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung. Sollte über den Mindestwert hinaus mehr Einspeiseleistung benötigt werden, sind die verbleibenden Projekte außerhalb des gemeinsamen Projektsockels für eine weitergehende Regionalisierung der Einspeiseleistung heranzuziehen, wobei eine netzdienliche Verortung der Elektrolyseure erfolgen soll, siehe Abschnitt II B 2.2, S. 45. Dabei sind die bereits bekannten Projektstandorte der Elektrolyseure heranzuziehen und zu berücksichtigen. Sofern dies dem Leitgedanken der Netzdienlichkeit nicht entgegensteht, soll, angelehnt an die Methodik der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, mit den verbleibenden Projektstatusgruppen der gemeinsamen Marktabfrage aufgefüllt sowie ggf. eine räumliche Verteilung vorgenommen werden. Stellt sich dabei heraus, dass die Berücksichtigung eines Projektstandortes zu einem ineffizienten Netzausbau führen würde, sind andere Projektstandorte zu bevorzugen. Wenn im Gesamten mehr Einspeiseleistung benötigt werden sollte als mit den Projekten der konsolidierten Elektrolyseurliste gegeben ist, soll nach Möglichkeit über die bekannten Projektstandorte netzdienlich hochskaliert werden. Dabei ist bei der Auswahl des

Projektstandortes wie auch der anzusetzenden Höhe der Einspeiseleistung im Rahmen der Hochskalierung netzdienlich vorzugehen.

Szenario 2 2037/2045: Für das Szenario 2 übernimmt die Bundesnetzagentur die Mantelzahlen aus dem Langfristszenario O45-Strom von 42 GW<sub>el</sub> für das Betrachtungsjahr 2037 sowie von 58 GW<sub>el</sub> für das Betrachtungsjahr 2045, um, in Übereinstimmung mit dem Szenario B des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045, auf den gleichen Prämissen und Zielgrößen aufzubauen. Die hiermit vorgegebenen Leistungswerte für das Szenario 2, beide Betrachtungsjahre, bewegen sich im Übrigen auch hinreichend nah am Rahmen der Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie.

Der zuvor beschriebene gemeinsame Projektsockel im Umfang von 32 GW<sub>el</sub> bildet dabei in beiden Betrachtungsjahren die Ausgangsbasis und ist im vollen Umfang zu berücksichtigen. Im Szenario 2 sind für das Erreichen der zuvor genannten Mantelzahlen die verbleibenden Projekte außerhalb des gemeinsamen Projektsockels durch die Fernleitungsnetzbetreiber für eine weitergehende Regionalisierung heranzuziehen, wobei eine netzdienliche Verortung der Elektrolyseure angestrebt und erfolgen soll. Dabei sind die bereits bekannten Projektstandorte der Elektrolyseure heranzuziehen und zu berücksichtigen. Sofern dies dem Leitgedanken der Netzdienlichkeit nicht entgegensteht, soll, angelehnt an die Methodik der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, mit den verbleibenden Projektstatusgruppen der gemeinsamen Marktabfrage aufgefüllt sowie ggf. eine räumliche Verteilung vorgenommen werden. Stellt sich dabei heraus, dass die Berücksichtigung eines Projektstandortes zu einem ineffizienten Netzausbau führen würde, sind andere Projektstandorte zu bevorzugen. Wenn im Gesamten mehr Einspeiseleistung benötigt werden sollte als mit den Projekten der konsolidierten Elektrolyseurliste gegeben ist, soll nach Möglichkeit über die bekannten Projektstandorte netzdienlich hochskaliert werden. Dabei ist bei der Auswahl des Projektstandortes wie auch der anzusetzenden Höhe der Einspeiseleistung im Rahmen der Hochskalierung netzdienlich vorzugehen.

Im Gegensatz zu den Szenarien 1 und 3 ist im Szenario 2 die Vorgabe eines Mindestwertes in der Höhe des gemeinsamen Projektsockels keine vorzugswürdige Variante. In Szenario 2 steht die Übereinstimmung mit den Zielgrößen des Szenarios B des Szenariorahmens Strom 2025-2037/2045 im Vordergrund. Entsprechend überwiegen die Vorteile der Vorgabe einer konkreten Einspeisemantelzahl für Elektrolyseure, welche einen wesentlichen Schnittpunkt zwischen Strom- und Wasserstoffnetzen darstellen, den Vorteilen der Vorgabe einer Mindestgröße. Denn Szenario 2 soll dem gesetzgeberischen Gedanken, eine enge Verzahnung der Szenarien zwischen Strom und Wasserstoff herzustellen, gerecht werden. Die Schaffung von Kohärenz im Energiesystem wird durch eine Verknüpfung des Hochlaufs, u. a. von Elektrolyseuren, in der Strom- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung erzielt. Um dies zu erreichen, wird, anders als in Szenario 1 und 3, anstelle eines Mindestwertes, ein konkreter Leistungswert für die beiden Betrachtungsjahre 2037 und 2045 vorgegeben.

Szenario 3 2037: Für das Szenario 3 gibt die Bundesnetzagentur mit vorliegender Genehmigung einen Mindestwert von 6 GW<sub>el</sub> für das Betrachtungsjahr 2037 vor. Dieser stellt nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine plausible Ausgangsbasis für die zu ermittelnde Mantelzahl im Rahmen der Modellierung des Szenarios 3 dar. Der Wert für das Betrachtungsjahr 2037 folgt aus einer Herleitung der Bundesnetzagentur und trägt den besonderen Rahmenbedingungen des Szenarios 3, insbesondere für das Betrachtungsjahr 2037, das von einem verzögerten Wasserstoffhochlauf und einem weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas ausgeht, Rechnung. Die Bundesnetzagentur geht in Szenario 3 davon aus, dass die nationalen Ziele für den Auf- und Ausbau der heimischen Elektrolyse bis zum Jahr 2030 nicht erreicht werden können und dass auch in der ersten

Hälfte der 2030er Jahre nur ein moderater Anstieg stattfindet (zum insoweit konservativen Rahmen des Szenarios 3 allgemein siehe Abschnitt II B 1.3, S. 26). Der vorgegebene Mindestwert für das Jahr 2037 weicht, im Vergleich zu den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie, nach unten hin ab. Dies ist jedoch, wie zuvor beschrieben, in den grundlegenden Annahmen des Szenarios 3 begründet.

Daher wird für das Jahr 2037 in Bezug auf Elektrolyse, aber auch bei den übrigen Einspeisequellen eine (deutlich) geringere Einspeiseleistung als in den Szenarien 1 und 2 vorgegeben. Das Verhältnis der Kürzung ist bei allen Einspeisequellen gleich, d. h. in Szenario 3 liegen alle Einspeisewerte um ca. 80 % unter denen in Szenario 2, wobei bei der Elektrolyse der gemeinsame Projektsockel im Umfang von 32 GW<sub>el</sub> für die Verhältnisrechnung herangezogen wird. Die Gründe und die konkrete Berechnung durch die Bundesnetzagentur werden im vorangehenden Abschnitt II B 2.2, S. 45 näher dargelegt. Im Wesentlichen wurden die Ausspeiseleistungen der Sektoren Kraftwerke und Industrie in Szenario 2 und Szenario 3 betrachtet und ins Verhältnis gesetzt; dieses Verhältnis wurde sodann auf die Einspeiseite übertragen. Auch in Szenario 3 wird den Fernleitungsnetzbetreibern mit der Vorgabe eines Mindestwerts, wie in Szenario 1, aufgegeben, die konkrete Höhe der Einspeiseleistung für das Betrachtungsjahr 2037 zu ermitteln. Dabei gilt es zunächst die Projekte mit dem konsolidierten Projektstatus „In Betrieb“ und „Umsetzung“ zu berücksichtigen. Darüber hinaus soll eine netzdienliche Verortung der Elektrolyseure angestrebt werden und erfolgen, siehe Abschnitt II B 2.2. Dabei sind die bereits bekannten, übrigen Projektstandorte der Elektrolyseure des gemeinsamen Projektsockels heranzuziehen und zu berücksichtigen. Sofern dies dem Leitgedanken der Netzdienlichkeit nicht entgegensteht, soll hierbei, entsprechend der Rangfolge der übrigen konsolidierten Projektstatus-Gruppen, nacheinander, ggf. ratierlich, aufgefüllt werden. Stellt sich dabei heraus, dass die Berücksichtigung eines Projektstandortes zu einem ineffizienten Netzausbau führen würde, sind andere Projektstandorte zu bevorzugen. Wenn im Gesamten mehr Einspeiseleistung benötigt werden sollte als mit den Projekten der konsolidierten Elektrolyseurliste gegeben ist, soll nach Möglichkeit über die bekannten Projektstandorte netzdienlich hochskaliert werden. Dabei ist bei der Auswahl des Projektstandortes wie auch der anzusetzenden Höhe der Einspeiseleistung im Rahmen der Hochskalierung netzdienlich vorzugehen.

Szenario 3 2045: Für das Betrachtungsjahr 2045 gibt die Bundesnetzagentur einen Mindestwert von 32 GW<sub>el</sub> vor. Dies entspricht dem gemeinsamen Projektsockel der konsolidierten Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur und stellt nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine plausible Ausgangsbasis für die Modellierung im betreffenden Fall dar, da das Szenario 3 annimmt, dass die anfänglichen Verzögerungen im Bereich Wasserstoff (vgl. Betrachtungsjahr 2037) bis zum Betrachtungsjahr 2045 eingeholt sein werden. Vor dem Hintergrund der Erwartung eines zunächst verzögerten, dann aber stetigen und stark ansteigenden Zuwachses beim Ausbau der heimischen Elektrolyse bis zum Jahr 2045 ist der Leistungswert des gemeinsamen Projektsockels als Mindestwert nach Auffassung der Bundesnetzagentur eine solide Ausgangsbasis für die Modellierung.

Ferner stellt der hier festgelegte Wert nur eine Untergrenze dar und die Ermittlung eines dem Szenario und Betrachtungsjahr angemessenen und geeigneten Zielwertes ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln. Sollte die Modellierung ergeben, dass im Jahr 2045, über den gemeinsamen Projektsockel hinaus, mehr Einspeiseleistung benötigt wird, ist das gleiche, zuvor beschriebene Vorgehen wie in Szenario 1 und 2 anzuwenden (Auffüllen nach Projektstatus unter Berücksichtigung der Netzdienlichkeit).

Im Rahmen der Tenoranhörung haben sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Übertragungsnetzbetreiber zu der konsolidierten Elektrolyseurliste Stellung genommen. Nach Prüfung der vorgebrachten Punkte durch die Bundesnetzagentur wurde ein Projekt aus der Liste entfernt, da sich der

Standort nicht in Deutschland befindet. Ein weiteres Projekt wurde aufgrund unplausibler Leistungswerte aus dem Projektsockel entfernt. Ferner haben die Übertragungsnetzbetreiber vorgebracht, dass auch Projekte über das Jahr 2035 hinaus Berücksichtigung finden sollten. Ursprünglich wurden Projekte sowie Leistungswerte für Projekte, die in der Liste der Übertragungsnetzbetreiber über das Jahr 2035 hinausgehen, nicht berücksichtigt, um in Einklang mit der Liste der Fernleitungsnetzbetreiber zu bleiben, in welcher grundsätzlich nur Werte bis zum Jahr 2035 aufgeführt waren. Die Bundesnetzagentur hält dieses Argument für sachgerecht, weshalb Projekte bis zum Jahr 2037 in die konsolidierte Elektrolyseurliste aufgenommen werden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entsprechende gemeinsame Marktabfragen unbedingt die in den Netzentwicklungsplänen vorgesehenen Zieljahre enthalten sowie einheitlich zwischen Strom und Wasserstoff gestaltet werden müssen. Der Hinweis der Fernleitungsnetzbetreiber auf ein doppelt aufgeführtes Projekt wird nicht aufgegriffen, da es sich laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber hierbei um mehrere Ausbaustufen desselben Projektes handelt. Insgesamt erhöht sich durch die vorgebrachten Argumente die elektrische Leistung der konsolidierten Elektrolyseurliste von 87 GW<sub>el</sub> auf 88 GW<sub>el</sub> und die elektrische Leistung des Projektsockels von 31 GW<sub>el</sub> auf 32 GW<sub>el</sub>. Die Mantelzahlen in der Tenorziffer zu 1. ändern sich damit wie folgt: Der Mindestwert in Szenario 1 (2037 und 2045) sowie von Szenario 3 (2045) erhöht sich von 31 GW<sub>el</sub> auf 32 GW<sub>el</sub> und der Mindestwert von Szenario 3 (2037) erhöht sich von 5 GW<sub>el</sub> auf 6 GW<sub>el</sub>.



### 3. Erdgas

Nachfolgend werden, jeweils nach Darlegung einleitender Ausführungen zu den grundsätzlichen Annahmen über die Aus- und Einspeiseleistung (vgl. Abschnitte II B 3.1 S. 64 und II B 3.2, S. 80), die in Tenorziffer zu 1. bestimmten Mantelzahlen und Mindestvorgaben zu den einzelnen Sektoren der Ausspeise- und Einspeiseleistung begründet. Im Rahmen dieser Begründungen zu den einzelnen Sektoren werden die unter Abschnitt II B 1, S. 21 aufgeführten Szenarien jeweils betrachtet.

#### 3.1 Annahmen über die Ausspeiseleistung

Der Verpflichtung aus § 15b Abs. 3 S. 1 EnWG, Annahmen über die Entwicklung der Ausspeiseleistung von Erdgas zu treffen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber insoweit nachgekommen, als sie Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung u. a. des Wasserstoffbedarfs analysiert haben, wobei drei Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz die Grundlage des Entwurfs für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 bilden.<sup>51</sup> Kern der Annahmen über die Entwicklung der Ausspeiseleistung von Erdgas im Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit sind hingegen die durch die Fernleitungsnetzbetreiber erhobenen Daten. So berücksichtigen sie vorliegende Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche nach § 38 bzw. § 39 GasNZV<sup>52</sup>, Bedarfsmeldungen der Bestandskraftwerke am Fernleitungsnetz<sup>53</sup>, die aktuelle Situation der systemrelevanten Gaskraftwerke am Fernleitungsnetz<sup>54</sup> sowie die Bedarfsmeldungen der industriellen Verbraucher am Fernleitungsnetz<sup>55</sup> und die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber<sup>56</sup>. Auf dieser Basis haben sie für die jeweiligen Szenarien Annahmen über die Entwicklung der Ausspeiseleistung von Erdgas getroffen.

Diese Annahmen werden im Rahmen dieser Genehmigung für jeden Sektor auf Basis des Entwurfs der Fernleitungsnetzbetreiber, vorliegender Daten und einschlägiger Studien bewertet und bei Bedarf angepasst bzw. um weitere, aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderliche, Annahmen ergänzt. Wie in Abschnitt II B 1, S. 21 erläutert, erfolgt im Rahmen der Genehmigung eine Anpassung dahingehend, dass als Grundlage die aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien herangezogen werden. Das konkrete Vorgehen der Bundesnetzagentur, insbesondere die Herleitung einzelner Annahmen über die Ausspeiseleistung und etwaige Abweichungen von den Orientierungsszenarien, wird im Folgenden erläutert.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern in Form von Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber erhobenen Daten als wesentliche Grundlage von Szenario 4 erhobenen Daten passen in ihrer Struktur nicht zu den sektorspezifischen Werten der Langfristszenarien (und anderer Studien). So enthalten die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber neben Wärmebedarfen insbesondere auch Kraftwerks- und Industriebedarfe innerhalb der Verteilernetze, die sich mangels Aufschlüsselung nach Sektoren nicht ins Verhältnis zu den Annahmen in den Langfristszenarien setzen lassen. Im Ergebnis sind die Mantelzahlen zur Ausspeiseleistung Erdgas der Szenarien 1 bis 3 auf der einen und des Szenarios 4 auf der anderen Seite insoweit nicht vergleichbar.

---

<sup>51</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 73.

<sup>52</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 22ff.

<sup>53</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 36f.

<sup>54</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 37ff.

<sup>55</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 40.

<sup>56</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 41.

Die Datenerhebung muss daher für zukünftige Netzentwicklungsplanungsprozesse angepasst werden, um mit einer Aufschlüsselung nach Sektoren die Grundlage für eine detailliertere Betrachtung zu schaffen.

### 3.1.1 Kraftwerke

In Bezug auf die Erdgaskraftwerke werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die in Tenorziffer zu 1. bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen. Sie werden ferner gem. Tenorziffer zu 2. verpflichtet, bei der Modellierung die Leistungswerte aus der angefügten Standortliste für Kraftwerke (Anlage 1) anzusetzen.

Für die Erdgaskraftwerke legen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf für die von ihnen vorgeschlagenen Szenarien Zielgrößen, d. h. einen bestimmten Summenwert (installierte Gaskraftwerksleistung in GW<sub>el</sub>) je nach Szenario und Betrachtungsjahr fest.<sup>57</sup> Auf Grundlage der Leistungsbedarfe aus den Langfristszenarien<sup>58</sup> T45-Strom\*, T45-H2 und T45-RedEff für den Bereich „Umwandlungssektor/Kraftwerke“ bestimmen sie ferner den Leistungsbedarf in GWh/h als Summe für die Erdgaskraftwerke am Fernleitungs- und Verteilnetz für die Szenarien 1 Fokus Strom, 2 Fokus Wasserstoff und 3 Fokus Reduzierte Effizienz.<sup>59</sup> Für das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit legen sie zudem einen Summenwert in GWh/h für die Erdgaskraftwerke am Fernleitungsnetz fest.<sup>60</sup>

Für die Bestandskraftwerke am Fernleitungsnetz verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine von ihnen durchgeführte Abfrage zum künftigen Kapazitätsbedarf. Sofern keine Rückmeldung des Kraftwerksbetreibers abgegeben wurde, soll eine Fortschreibung des bisherigen Kapazitätsbedarfs vorgenommen werden. Bezüglich der Neubaukraftwerke definieren sie, wie in der Vergangenheit, Kriterien und einen Stichtag, um die Berücksichtigung der Kapazitätsreservierungen und –ausbauansprüche nach § 38 bzw. § 39 GasNZV auf Projekte zu beschränken, für die ein Planungsfortschritt und damit verbunden, eine höhere Wahrscheinlichkeit der Realisierung besteht. Als Ergebnis legen sie insoweit eine Liste der zu berücksichtigenden Neubaukraftwerke mit der jeweiligen Kapazität in MWh/h vor.<sup>61</sup> Die Modellierung der Neubaukraftwerke im Erdgas soll grundsätzlich mit dem Kapazitätsprodukt dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) erfolgen. Bei den gem. § 13f EnWG als systemrelevant ausgewiesenen Kraftwerken mit Anschluss an das Fernleitungsnetz<sup>62</sup> werden die Kapazitätsprodukte (frei zuordenbare Kapazität (FZK) oder DZK) fortgeschrieben.

Zur Einschätzung der Liquidität der virtuellen Handelpunkte (VHP), die für die Bestimmung der Zuordnungspunkte für das DZK-Produkt erforderlich ist, beziehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Veröffentlichung der europäischen Regulierungsbehörde für die Zusammenarbeit der Energiebehörden (ACER; en.: *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*). Mit Blick auf eine transparente Darstellung der Vorgehensweise bei der Wahl der Zuordnungspunkte bildete der Market Correction Mechanism Report 2023 der europäischen Regulierungsbehörde ACER (ACER Market Report 2023) die wesentliche Basis im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, welcher die

---

<sup>57</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 11, Tabelle 2.

<sup>58</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 91f., Tabellen 40, 41 und 42.

<sup>59</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 95ff., Abbildung. 31, 32 und 33.

<sup>60</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 101, Tabelle 43.

<sup>61</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 24ff., Tabelle 6.

<sup>62</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 37f., Tabelle 11.

Liquidität der europäischen VHP einschätzte. Die Bewertungen im ACER Market Report 2023 berücksichtigten zwar immer noch nicht umfassend die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges in der Ukraine, jedoch betonte der ACER Market Report 2023, dass die europäischen Handelsmärkte weiterhin ausreichend robust und liquide seien.

Darüber hinaus bekräftigten die Fernleitungsnetzbetreiber in ihren Ausführungen des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, dass die Liquidität der aktuell verwendeten Zuordnungspunkte Bunde (Niederlande), Dornum und Emden (Norwegen), Ellund (Dänemark), Eynatten (Belgien), Wallbach (Italien, Frankreich), Überackern/Überackern 2 (Österreich) und Deutschneudorf-EUGAL (Tschechische Republik) weiterhin gegeben sei.

Zusammenfassend ist dem Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 als Anlage 3 eine Liste beigelegt, in der für den Erdgasbereich neben den Bestands- und Neubaukraftwerken auch die als systemrelevant gem. § 13 EnWG ausgewiesenen Kraftwerke aufgeführt werden. Zu den jeweiligen Erdgaskraftwerken wird jedoch lediglich ein Leistungswert in MW<sub>el</sub> aufgeführt. Hinsichtlich der standortscharfen Angabe der Kapazitäten für die Erdgas- und die Wasserstoffkraftwerke, die für die spätere Modellierung der Szenarien notwendig ist, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor<sup>63</sup>, mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur eine gemeinsame Kraftwerksliste abzustimmen.

Hinsichtlich der von den Fernleitungsnetzbetreibern im Erdgas angesetzten Kraftwerkskapazitäten gab es in der durchgeführten Konsultation zahlreiche, auch widerstreitende Einschätzungen. Während einige Stellungnahmen den von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Ansatz befürworteten, so wird in anderen Stellungnahmen die Angemessenheit der angesetzten Kapazitäten angezweifelt. Zahlreiche Stellungnahmen bewerteten die angesetzten Kapazitäten als zu gering, aber vereinzelt wird auch die Auffassung vertreten, dass ein geringerer Anstieg zu erwarten sei. Des Weiteren wurde mehrfach gefordert, dass alle Anträge von Kraftwerken nach §§ 38, 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sowie alle Kraftwerke mit Anschluss am Verteilnetz vollständig bei der Netzmodellierung berücksichtigt werden.

Die im Rahmen der Tenoranhörung eingereichte Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber zu der Standortliste für Kraftwerke wurde durch die Bundesnetzagentur wie am Ende dieses Kapitels dargestellt berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur kann den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zur Berücksichtigung der Erdgaskraftwerke nicht genehmigen, da zum einen für die Mantelzahlen die Zielgrößen aus den aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zugrunde zu legen sind. Des Weiteren überzeugt das vorgeschriebene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber nicht in allen Schritten und weist nach Überzeugung der Bundesnetzagentur Unvollständigkeiten auf, insbesondere fehlte es an einer final abgestimmten und plausibilisierten gemeinsamen Kraftwerksliste der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bundesnetzagentur hat daher die in Tenorziffer zu 1. angegebenen Mantelzahlen ermittelt, die für die Erdgaskraftwerke den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren anzusetzen sind. Dabei dient die jeweilige Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien als Zielgröße für Szenario 1 und Szenario 2, wobei teilweise aufgrund der verwendeten Methodik kleinere Anpassungen vorgenommen wurden. In

---

<sup>63</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 70, 82 und 100.

Szenario 3 wird eine verzögerte Transformation von Erdgas auf Wasserstoff und eine Nutzung der CCU/CCS Technologie angenommen. Die Mantelzahl aus Szenario 4 ergibt sich aus dem Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit 2030, welches die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vorgeschlagenen haben. Die ausführliche Beschreibung der Methodik der einzelnen Szenarien ist unten aufgeführt. Die Mantelzahlen sind auch im Einklang mit den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie, die gem. § 15b Abs. 3 Satz 3 EnWG angemessen zu berücksichtigen sind. So geben die Ankerpunkte für das Jahr 2035 eine Leistung für steuerbare Kraftwerke von 50-60 GW<sub>el</sub> und für 2045 von 60-80 GW<sub>el</sub> vor. Die Spanne der elektrischen Leistung aus Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken aus den Szenarien 1-3 beträgt für 2037 46-64 GW<sub>el</sub> und für 2045 60-81 GW<sub>el</sub> und ist damit mit den Vorgaben aus der Systementwicklungsstrategie vereinbar.

Für die Regionalisierung werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in den jeweiligen Szenarien die in der Standortliste für Kraftwerke (Anlage 1) festgelegten Kraftwerkskapazitäten anzusetzen.

Zur Erstellung dieser Standortliste wurde die von den Fernleitungsnetzbetreibern als Anlage 3 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 erstellte Liste als Ausgangspunkt herangezogen. Die Liste der Fernleitungsnetzbetreiber basiert jedoch noch auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand April 2024. Da die Bundesnetzagentur mittlerweile eine aktualisierte Fassung mit Stand 21.11.2024<sup>64</sup> veröffentlicht hat, erfolgte insoweit eine Aktualisierung. Weitere Anpassungen ergaben sich aufgrund von mündlichen und schriftlichen Austauschen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur. So haben die Fernleitungsnetzbetreiber, wie von der Bundesnetzagentur erbeten, am 04.11.2024 eine Aktualisierung zum Stichtag 15.10.2024 der dem Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zugrunde gelegten Meldungen, u. a. der Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche nach § 38 bzw. § 39 GasNZV vorgelegt. Danach seien u. a. die für das Kraftwerk der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) am Punkt Karlsruhe-Rheinhafen angesetzten Kapazitäten nicht mehr zu berücksichtigen, da die EnBW von der Reservierung der beantragten Kapazitäten abgesehen habe. Die EnBW bestätigte mit Schreiben vom 22.01.2025, dass sie aufgrund der hohen Kosten der Reservierung und der bestehenden Unsicherheiten zum Kraftwerkssicherheits-Gesetz keine Reservierung vorgenommen habe. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Kriterien und Stichtage zur Berücksichtigung der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV entsprechen dem bisherigen Vorgehen und sind nicht zu beanstanden. Jedoch war die von der Bundesnetzagentur erbetene Aktualisierung, insbesondere aufgrund der mit dem Zweiten Gesetz zur Änderung des EnWG vom 14.05.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) eingeführten Verfahrensänderung notwendig. Hintergrund ist, dass die Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens, die in der Vergangenheit durch die Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt wurde, nunmehr durch die Bundesnetzagentur erfolgt. Da eine Überarbeitung des Entwurfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach der Konsultation damit entfällt, musste der Stichtag für die Berücksichtigung der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV vor Beginn der Konsultation und mithin sehr früh gelegt werden. Es ist daher – auch im Hinblick auf die in § 1 EnWG niedergelegten Ziele – sinnvoll, nachträgliche Entwicklungen nach Möglichkeit zu berücksichtigen, insbesondere sofern Kunden von ihren Anfragen zurücktreten. Denn dadurch kann unnötiger Netzausbau vermieden werden, insbesondere

---

<sup>64</sup> Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der endgültig stillgelegten Anlagen (Stand: 21.11.2024)*, abrufbar unter: <https://t1p.de/mqvq0> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

auch vor dem Hintergrund, dass die Summe der konkret angemeldeten Kraftwerks-Bedarfe die in den Langfristszenarien angenommen Bedarfe weit übersteigt.

Die gesamte Kraftwerksleistung der einzelnen Szenarien setzt sich jeweils aus der Summe der elektrischen Leistung der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke zusammen. Szenario 1 beinhaltet dabei für 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke mit einer gesamten Kraftwerksleistung von 46 GW<sub>el</sub> und für 2045 nur noch Wasserstoffkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 60 GW<sub>el</sub>. Szenario 2 beinhaltet für 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke mit einer gesamten Kraftwerksleistung von 62 GW<sub>el</sub> und für 2045 nur noch Wasserstoffkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 81 GW<sub>el</sub>. Die gesamte Kraftwerksleistung für Szenario 3, bestehend aus Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken, beträgt für 2037 64 GW<sub>el</sub> und für 2045 81 GW<sub>el</sub>. Szenario 4 betrachtet nur das Erdgasnetz und beinhaltet Erdgaskraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 58 GW<sub>el</sub>, wobei die direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Erdgaskraftwerke eine elektrische Leistung von 41 GW<sub>el</sub> aufweisen. Im Folgenden sind die methodischen Ansätze für den Anteil der Erdgaskraftwerke an der gesamten Kraftwerksleistung für die einzelnen Szenarien zur Erstellung der Standortliste für Kraftwerke (Anlage 1) dargestellt.

Szenario 1 2037: Die für dieses Szenario vorgegebene elektrische Leistung von 17 GW<sub>el</sub> entspricht der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien. Bestandteil der Standortliste für das Szenario sind alle Bestands- und Neubaukraftwerke im Erdgas, außer jenen Standorten, welche aufgrund der Zuordnung durch die Fernleitungsnetzbetreiber bereits im Wasserstoff angesetzt sind (siehe dazu auch die Erläuterungen zu Szenario 1 2037 in Abschnitt II B 2.1.1, S. 32). Eine Berücksichtigung dieser Erdgaskraftwerke in voller Höhe würde zu einer deutlichen Überzeichnung der vorgesehenen elektrischen Leistung von 17 GW<sub>el</sub> führen. Dementsprechend sind die elektrischen Leistungen aller Erdgaskraftwerke gleichmäßig soweit herunterskaliert worden, bis die Mantelzahl erreicht wurde.

Szenario 2 2037: Die Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien gibt eine elektrische Leistung von 18 GW<sub>el</sub> vor, welche als Zielgröße für die Ausarbeitung des methodischen Ansatzes dient. Bestandteil der Standortliste für das Szenario sind alle Bestands- und Neubaukraftwerke im Erdgas, außer jenen Standorten, welche aufgrund der Zuordnung durch die Fernleitungsnetzbetreiber bereits im Wasserstoff angesetzt sind (siehe dazu auch die Erläuterungen zu Szenario 1 2037 in Abschnitt II B 2.1.1, S. 32). Durch dieses Vorgehen resultiert eine elektrische Leistung in diesem Szenario im Wasserstoff von 21 GW<sub>el</sub>, welche größtmäßig der Mantelzahl aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien entspricht.

Szenario 3 2037: Diesem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Transformation auf Wasserstoff verzögert, weshalb alle bereits bestehenden Erdgaskraftwerke auch im Jahr 2037 Erdgas beziehen. Zudem wird angenommen, dass neu geplante Erdgaskraftwerke im Erdgas verbleiben und CCU/CCS nutzen. Daraus ergibt sich die in diesem Szenario angesetzte Mantelzahl mit einer elektrischen Leistung von 58 GW<sub>el</sub>.

Szenario 3 2045: Diesem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass in 2045 im Erdgas nur noch Neubaukraftwerke mit CCU/CCS betrieben werden. Die Leistung dieser Erdgaskraftwerke entspricht 22 GW<sub>el</sub>, weshalb in diesem Szenario diese Mantelzahl vorgegeben wird.

Szenario 4 2030: In diesem Szenario werden alle bestehenden und neu geplanten Kraftwerke im Erdgas angesetzt. Dabei sind in der Mantelzahl (der Tenorziffer zu 1.) für den Sektor Kraftwerke nur die direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Erdgaskraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 41 GW<sub>el</sub> enthalten. Die Erdgaskraftwerke am Verteilernetz sind in den Kapazitäten für die Sektoren

Private Haushalte/GHD/Verkehr/Fernwärme, welche grundsätzlich den Verteilernetzen zuzuordnen sind, enthalten bzw. dort durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit zu berücksichtigen. Der Grund dafür ist, dass es ansonsten zu einer doppelten Berücksichtigung der Kraftwerkskapazitäten im Bereich der Verteilernetze käme, da die Mantelzahlen für die Sektoren Private Haushalte/GHD/Verkehr/Fernwärme im Szenario 4 auf die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber zurückgehen, die diese Kraftwerkskapazitäten bereits enthalten. Die Langfristprognosen differenzieren allerdings nicht nach Sektoren, so dass eine Aufschlüsselung entsprechend der Szenarien 1 bis 3 nicht umsetzbar war. Insgesamt entspricht die Leistung dieser Erdgaskraftwerke, wie auch in Szenario 3 2037, 58 GW<sub>el</sub>. In der Summe wird auch in diesem Szenario diese Mantelzahl vorgegeben.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für Erdgaskraftwerke sowie die Kriterien bei der Auswahl von Zuordnungspunkten sind nicht zu beanstanden. Die Bundesnetzagentur erkennt außerdem an, dass die angegebenen Zuordnungspunkte der als systemrelevant gem. § 13f EnWG ausgewiesenen und neuen Gaskraftwerke für den Ansatz mit dem Kapazitätsprodukt DZK grundsätzlich sachgerecht gewählt wurden. Sie entsprechen den Anforderungen der Bundesnetzagentur, wonach Zugänge zu liquiden Handelsmärkten und ausreichende Kapazitäten gewährleistet sein müssen oder aber eine einvernehmliche Abstimmung der Zuordnungspunkte mit den betroffenen Kraftwerksbetreibern erfolgt sein muss.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist die Liquidität bei den Zuordnungspunkten Überackern/Überackern 2 und Deutschneudorf-EUGAL auch aktuell, wie im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, zu hinterfragen, da diese in der Vergangenheit wesentliche Einspeisepunkte russischer Erdgasmengen in das deutsche Fernleitungsnetz dargestellt haben. Für den Zuordnungspunkt Überackern/Überackern 2 bekräftigten die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, dass weiterhin ausreichend hohe Erdgasmengen am Central European Gas Hub (CEGH) gehandelt werden und dementsprechend mit der Versorgung über Südosteuropa eine ausreichende Liquidität gewährleistet sei. Ferner haben die Fernleitungsbetreiber auf Nachfrage durch die Bundesnetzagentur bekräftigt, dass der Zuordnungspunkt nur in Absprache mit den betroffenen Kraftwerksbetreibern gewählt wurde. Für den Zuordnungspunkt Deutschneudorf-EUGAL fehlt anhaltend eine umfassende und aktuelle Liquiditätseinschätzung vor dem Hintergrund der neuen Flusssituation im Fernleitungsnetz seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Auf Nachfrage durch die Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch bestätigt, dass auch die Auswahl dieses Zuordnungspunkts mit den betroffenen Kraftwerksbetreibern auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 abgestimmt sei und dies Bestand hätte.

Die Bundesnetzagentur hat die Darstellung und Wahl der Zuordnungspunkte sowie deren ausreichende Liquidität zudem im Rahmen der Konsultation explizit thematisiert und die Marktteilnehmer insoweit konkret um Stellungnahmen gebeten. Es sind jedoch keine diesbezüglichen Stellungnahmen, welche die Auswahl der Zuordnungspunkte belastbar kritisieren, eingereicht worden.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass für die Kraftwerksprojekte, bei denen der Zuordnungspunkt erst noch im Rahmen der Modellierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt werden muss, folgende Vorgaben einzuhalten sind: Für alle Kraftwerke ist ein Zuordnungspunkt zu wählen, der Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt sowie ausreichend Kapazitäten gewährleistet. Sollten einem Kraftwerk ausschließlich Punkte zugeordnet werden, bei denen zweifelhaft ist, ob diese Kriterien erfüllt sind, so ist dies nur in Abstimmung mit dem betroffenen Kraftwerksbetreiber vorzunehmen. Für die bestehenden

Zuordnungspunkte ist, neben einer Überprüfung auf Aktualität, sicherzustellen, dass die Abstimmung mit den Kraftwerksbetreibern weiterhin Bestand hat.

In der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung wird zur Tenorziffer zu 2. vorgebracht, dass in der Marktabfrage gemeldete Heizwerke nicht in der Standortliste für Kraftwerke enthalten seien und diese Heizwerke daher auch nicht bei der Modellierung im Wasserstoffnetz berücksichtigt würden. Dies ist insofern nicht richtig, als dass eine Berücksichtigung dieser Heizwerke in den Sektoren Private Haushalte, GHD und der Industrie erfolgen kann. Dabei sollen Projekte aus der gemeinsamen Marktabfrage mit zugeordneten Kraftwerksstandorten im Erdgas keine Doppelberücksichtigung sowohl im Erdgas- als auch im Wasserstoffnetz erfahren. Weiterhin tragen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, dass Kraftwerksstandorte in einzelnen Szenarien sowohl im Erdgas als auch parallel im Wasserstoff mit einer elektrischen Erzeugungsleistung angesetzt würden. Dies könne Einfluss auf einen effizienten Netzausbau haben, was jedoch erst nach Vorliegen der Modellierungsergebnisse festgestellt werden könne. Der von der Bundesnetzagentur gewählte Ansatz zur Ermittlung der Standortliste für Kraftwerke stellt sicher, dass in den für die Modellierung relevanten Zieljahren für jeden Kraftwerksblock jeweils nur ein Energieträger angesetzt wird, was dem Ziel einer effizienten Netzplanung entspricht. Dieser Ansatz basiert auf der von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Zuordnung der Kraftwerksprojekte aus der Marktabfrage zu den bestehenden Kraftwerken im Erdgas sowie den Informationen aus der Marktabfrage. Dabei gibt es auch Fälle, bei denen an bestehenden Erdgaskraftwerksstandorten nur einige Blöcke auf Wasserstoff umgestellt und die restlichen Blöcke zunächst weiterhin mit Erdgas betrieben werden sollen. In Bezug auf die Standortliste für Kraftwerke verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme auf das Kraftwerk Landesbergen Dampfturbine, Statkraft Markets GmbH (SEE999346426134), welches vorübergehend stillgelegt sei und daher in der Standortliste nicht berücksichtigt werden sollte. Vorübergehend stillgelegte Kraftwerke sind aus Sicht der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen, da zum einen noch eine Systemrelevanz für das Kraftwerk festgelegt werden könnte und zum anderen der Kraftwerksbetreiber aufgrund veränderter Marktbedingungen das Kraftwerk auch wieder in Betrieb nehmen könnte. Erst wenn ein Kraftwerk endgültig stillgelegt wurde, ist dieses nicht mehr im Rahmen der Netzentwicklungsplanung angesetzt worden. Ausschlaggebend sind hier die Informationen aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 21.11.2024)<sup>65</sup>. Weiterhin merken die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass das HKW Aalen (SEE946736241334) durch den Kapazitätsausbauanspruch gemäß § 39 GasNZV (GuD-Anlage Aalen) in der Kraftwerksliste doppelt enthalten sei. Eine Anpassung der Standortliste für Kraftwerke sei deshalb erforderlich. Nach Prüfung durch die Bundesnetzagentur wird dieser Hinweis aufgenommen und nur noch das neu geplante Kraftwerk gemäß § 39 GasNZV (GuD-Anlage Aalen) in der Standortliste für Kraftwerke angesetzt, da dieses das bestehende Kraftwerk HKW Aalen (SEE946736241334) ersetzen soll. Durch diese Anpassung verringert sich die Ausspeiseleistung Erdgas für Szenario 3 (2037) und Szenario 4 (2030) jeweils von 59 GW<sub>el</sub> auf 58 GW<sub>el</sub>.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der Tenoranhörung zum Szenariorahmen Strom 2025-2037/2045 zu der Standortliste für Kraftwerke geäußert. Unter anderem wurde darauf hingewiesen, dass keine Dampfturbinen ausgewiesen werden. Die Bundesnetzagentur hat diesen Sachverhalt geprüft und im Tabellenblatt „Sonstige Kraftwerke (Strom-NEP)“ 33 Dampfturbinen ergänzt. Ebenso wurde in diesem

---

<sup>65</sup> Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der endgültig stillgelegten Anlagen (Stand: 21.11.2024)*, abrufbar unter: <https://t1p.de/mqvq0> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

Tabellenblatt ein Pumpspeicherkraftwerk ergänzt. Für die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber ergeben sich dadurch keine Änderungen.

### 3.1.2 Industrie

In Bezug auf die Ausspeisung von Erdgas für die Industrie sind bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

In ihrem Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Bedarfe aus den Langfristszenarien T45-Strom\*, T45-H<sub>2</sub> und T45-RedEff für die szenarienbasierten Modellierungen für das Betrachtungsjahr 2037 zugrunde zu legen. Die Regionalisierung soll auf Basis der Daten aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie der Bedarfe der Industrie am Fernleitungsnetz erfolgen, indem die Gesamtleistungen aus den jeweiligen Szenarien durch eine pauschale Reduktion der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie der Bedarfe der Industrie erreicht wird. Für die bedarfsorientierte Modellierungsvariante Erdgas 2030 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie die Bedarfe der Industrie am Fernleitungsnetz vollständig anzusetzen. Da die Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2045 in den Langfristszenarien nahezu vollständig zurückgeht, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die Bestimmung eines potenziellen verbleibenden Fernleitungsnetzes für 2045 vor.

Das Vorgehen im Hinblick auf die Mantelzahlen der Szenarien ist dahingehend anzupassen, als dass die Mantelzahlen aus den aktuelleren Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zugrunde zu legen sind. Ausnahme bildet hier das Szenario 3 2037, welches eine verzögerte Transformation auf Wasserstoff betrachtet. Im Vergleich zu dem auf dem Orientierungsszenario O45-Strom basierenden Szenario 2 gibt es im Wasserstoff eine Reduktion der Ausspeiseleistung von 11 GWh/h. Dieser Wert wird aufgrund der in diesem Szenario angenommenen verzögerten Transformation auf Wasserstoff im Erdgasbereich aufgeschlagen, sodass ausgehend von 20 GWh/h (Szenario 2) insgesamt 31 GWh/h an Kapazitäten im Erdgas vorgegeben werden.

In Bezug auf die Regionalisierung stimmt die Bundesnetzagentur dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber insofern zu, als dass diese auf Basis der Daten aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie der Bedarfe der Industrie am Fernleitungsnetz erfolgen sollte. Die konkrete Ausgestaltung der Regionalisierung obliegt den Fernleitungsnetzbetreibern und das gewählte Vorgehen ist im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 transparent darzustellen. In Bezug auf Szenario 4 ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber zur bedarfsorientierten Modellierungsvariante Erdgas 2030 im Industriebereich anzuwenden. Die zu diesem Szenario in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Erdgas*, vorgegebene Mantelzahl für Industrie (40 GWh/h) enthält nur die Industriebedarfe am Fernleitungsnetz. Zusätzlich dazu sind Industriebedarfe in den Verteilnetzbedarfen enthalten. Wie in Abschnitt II B 3.1, S. 64 erläutert, ist eine Aufschlüsselung der Verteilnetzbedarfe auf die einzelnen Sektoren, wie z. B. Kraftwerke und Industrie aufgrund der Datenlage nicht möglich, da die Industriebedarfe im Bereich der Verteilernetze in Szenario 4, anders als in den anderen Szenarien, in der Mantelzahl des Sektors Private Haushalte/GHD/Verkehr/Fernwärme enthalten sind. In den kommenden Netzentwicklungsprozessen wird angestrebt, die für eine Aufschlüsselung nach Sektoren und detailliertere Betrachtung notwendige Datengrundlage zu schaffen.

In der Konsultation wurde im Bereich der Industrie angemerkt, dass die zukünftigen Erdgasbedarfe nicht im Einklang mit den Klimazielen stehen. Es ist richtig, dass ab einem gewissen Zeitpunkt die Transformation zu



einem klimaneutralen Energieträger erfolgen muss, um den Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen. Es ist an dieser Stelle zu betonen, dass alle vorgegebenen Szenarien für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 erreichen können. Für Szenario 3 erfolgt dies über den Einsatz von CCU/CCS. In diesem Zusammenhang wird in der Konsultation auch angemerkt, dass die zukünftigen Erdgasbedarfe auch den Einsatz von synthetischem Methan und Biomethan enthalten, wodurch die Erfüllung der Klimaziele möglich sei.

In der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung wurde vorgebracht, dass die Ausspeiseleistung in Szenario 4 von 39 GWh/h auf 40 GWh/h angepasst werden sollte. Begründet wird dies durch einen Industriekunden, dessen gemeldeter Mehrbedarf von 835 MW ab dem Jahr 2027 im Entwurf des Szenariorahmens versehentlich nicht berücksichtigt wurde. Die Bundesnetzagentur hat den Sachverhalt geprüft und für sachgerecht bewertet, da der Mehrbedarf fristgerecht gemeldet und durch die Fernleitungsnetzbetreiber nur versehentlich nicht im Industriebereich angesetzt wurde. Es erfolgte dementsprechend eine Anpassung der Ausspeiseleistung in Szenario 4 von 39 GWh/h auf 40 GWh/h.

### **3.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr, Fernwärme**

In Bezug auf die Sektoren private Haushalte, GHD, Verkehr sowie Fernwärme werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

In ihrem Entwurf für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf ihr Szenario 1 Fokus Strom und ihr Szenario 2 Fokus Wasserstoff vor, die Leistungsdaten aus den Langfristszenarien für die Jahre 2037 und 2045 als wesentliche Grundlage für die Modellierung heranzuziehen.

Dies kann als Szenario 1 bzw. 2 seitens der Bundesnetzagentur genehmigt werden, wobei wie oben in Abschnitt II B 1, S. 64 dargestellt auf die Orientierungsszenarien der Langfristszenarien zurückgegriffen wird. Als Mantelzahlen für 2037 werden entsprechend 71 GWh/h für Szenario 1 und 66 GWh/h für Szenario 2 vorgegeben. Dabei kann auch dem Vorschlag der Netzbetreiber, für die Regionalisierung die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber heranzuziehen, gefolgt werden. Das Argument der Fernleitungsnetzbetreiber, dass die Netzanschlusspunkte der Verteilernetzbetreiber bereits in den Netzmodellen der Fernleitungsnetzbetreiber hinterlegt sind und eine spezifischere Allokation der Bedarfe auf konkrete Ausspeisepunkte am Netz erlauben als über die Landkreisdaten der Energieszenarien<sup>66</sup>, ist insoweit nachvollziehbar. Für das Jahr 2045 werden für die hier relevanten Sektoren keine Erdgasbedarfe mehr angenommen.

Szenario 3 erfährt, wie in Abschnitt B II 1.3, S. 26 dargelegt, gegenüber dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber umfassende Anpassungen. Diese betreffen insbesondere den Sektor Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme, da in Szenario 3 angenommen wird, dass sich die Transformation im Wärmebereich verzögert, der Ausstieg aus dem Erdgas mithin gegenüber Szenario 1 und 2 erst später erfolgt. Basis für die Szenarien 1 und 2 sind die O45-Langfristszenarien, die in dem begleitenden

---

<sup>66</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 93.

Bericht darauf verweisen, dass die aktuellen politischen Instrumente nicht hinreichend ambitioniert seien um die Ziele im Gebäudesektor zu erreichen. Der Ausbau von Fernwärme übersteige die Ziele des Fernwärmegipfels des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und der Austausch von Heizkesseln für fossile Brennstoffe müsse zum Teil vor Ablauf der technischen Nutzungsdauer erfolgen. Für die Annahme einer verzögerten Wärmewende spricht auch, dass bislang die gesetzliche Grundlage fehlt, um Kunden einen Anschluss an das Erdgasnetz für Wärmebedarfe zu verwehren. Die kommunalen Wärmepläne bleiben ebenfalls abzuwarten (siehe Abschnitt II B 4.1, S. 95).

Eine verzögerte Transformation wird in diesem Szenario dadurch abgebildet, dass die Mantelzahl des Jahres 2037 höher angesetzt wird, als in den Szenarien 1 und 2 dargestellt. Für die Bestimmung der Mantelzahl des Jahres 2037 in Szenario 3 greift die Bundesnetzagentur auf den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber im Szenario 4 Versorgungssicherheit 2037 zurück, modifiziert diesen aber. Im Versorgungssicherheitsszenario der Fernleitungsnetzbetreiber wird der Leistungswert der Verteilernetzbetreiber für 2037 auf 158 GWh/h festgelegt. Bei der Ermittlung des Leistungswerts ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber heran, differenzieren aber bei der Berücksichtigung danach, in welchem Verhältnis die Meldungen zu den Bedarfen im Jahr 2024 stehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterteilen die internen Bestellungen in drei Kategorien. Sie unterscheiden danach, ob die jeweilige Bedarfsmeldung für 2035 um mehr als 30 % im Vergleich zu 2024 sinkt, sie um weniger als 30 % sinkt oder im Vergleich zu 2024 gar gestiegen ist. Im ersten Fall wird die Bedarfsmeldung von 2035 für das Modellierungsjahr 2037 verwendet. Im zweiten Fall wird eine Reduzierung um 30 % der internen Bestellung von 2024 angesetzt. Im dritten Fall wird die Bedarfsmeldung von 2035 um 30 % reduziert und für das Jahr 2037 berücksichtigt.

Dieser Ansatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur prinzipiell plausibel und soll für Szenario 3 als Grundlage der Mantelzahl dienen. Die pauschale Kürzung der Langfristprognosen durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde in einigen Stellungnahmen kritisiert, aus Sicht der Bundesnetzagentur aber vertretbar. Zwar wird mit Szenario 3 ein Szenario genehmigt, das von einer gegenüber den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien verzögerten Transformation im Wärmebereich ausgeht. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es aber folgerichtig davon auszugehen, dass es auf dem Weg zu einem vollständigen Ausstieg aus dem Erdgas im Wärmebereich bis 2045 bereits 2037 ein Zwischenschritt erreicht wird. Dennoch bedürfen die Werte der Fernleitungsnetzbetreiber einer Anpassung. Da in den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber auch Kapazitäten für die Sektoren Kraftwerke und Industrie enthalten sind, bedarf es zur Vermeidung einer doppelten Berücksichtigung von Kapazitäten eines Ansatzes, diese aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber herauszurechnen. Die Schwierigkeit besteht darin, dass die Datengrundlage dies nicht belastbar ermöglicht.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es ein praktikabler Weg, hierfür auf die veröffentlichten Daten der Fernleitungsnetzbetreiber zu den geschützten Kunden zurückzugreifen. Im Ergebnis kann so eine konsequente Aufteilung auf die Sektoren entsprechend der Langfristszenarien erreicht werden. Anders als im Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber in Szenario 4 für 2037 wird durch dieses Vorgehen auch vermieden, dass es zu einer pauschalen Kürzung von z. B. Kraftwerkskapazitäten kommt. Als Berechnungsgrundlage dient also der Anteil der schützenswerten Kunden an dem Leistungswert für das Szenario 4 2037 der Fernleitungsnetzbetreiber. Den Informationen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber aus den Veröffentlichungen über interne Bestellungen nachgelagerter Netzbetreiber (je Netzkopplungspunkt) gemäß § 11 Ziffer 9 der

Kooperationsvereinbarung (KoV)<sup>67</sup> folgend ist von einem Anteil von durchschnittlich 77,1 % geschützten Kunden auszugehen. Es ergibt sich ein Leistungswert von 122 GWh/h für die Wärmebedarfe.

Für das Jahr 2045 sind, wie auch in den Szenarien 1 und 2, keine Erdgasbedarfe mehr anzunehmen. Zum Umgang mit der Frage, ob eine Modellierung des Fernleitungsnetzes für das Jahr 2045 zu erfolgen hat, siehe Abschnitt II B 1, S. 21.

In Bezug auf ihr Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2030 eine Modellierung basierend auf den Bedarfsmeldungen der Gaskunden vor. Dieses Szenario wird wie oben in Abschnitt II B 1.4, S. 28 dargelegt für 2030 als Szenario 4 genehmigt.

Gegenüber den Szenarien 1 bis 3 besteht der Unterschied darin, dass sich die Struktur der Bedarfsmeldungen von der Sektorstruktur der Langfristszenarien unterscheidet. So unterscheiden die Langfristszenarien nach Sektoren, nicht jedoch nach Netzebene. Die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber unterscheiden hingegen nicht nach Sektoren, sondern umfassen neben den Bedarfen privater Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen insbesondere auch Bedarfe von Industrie und Kraftwerken, die an das Verteilernetz angeschlossen sind. Eine Zuordnung zu einzelnen Sektoren ist den Fernleitungsnetzbetreibern anhand dieser Meldungen nicht möglich. Dies schlägt sich in den Mantelzahlen insofern nieder, als sich diese in Szenario 4 anders zusammensetzen als in den übrigen Szenarien. Für den Sektor private Haushalte/GHD/Verkehr/Fernwärme bedeutet das, dass darüber hinaus auch Industrie- und Kraftwerksbedarfe, die ans Verteilernetz angeschlossen sind, von der Mantelzahl in Höhe von 240 GWh/h umfasst sind. Umgekehrt sind diese aber im Szenario 4 in den Sektoren Kraftwerke bzw. Industrie nicht mitumfasst.

In der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung wurde vorgebracht, dass die Ausspeiseleistung in Szenario 4 von 241 GWh/h auf 240 GWh/h angepasst werden sollte. Begründet wird die Bedarfsreduzierung durch zwei fehlerhafte Doppelmeldungen in Höhe von rund 230 MWh/h. Die Bundesnetzagentur hat den Sachverhalt geprüft und für sachgerecht bewertet, da der reduzierte Bedarf fristgerecht gemeldet und durch die Fernleitungsnetzbetreiber nur versehentlich angesetzt wurde. Es erfolgte dementsprechend eine Anpassung der Ausspeiseleistung in Szenario 4 von 241 GWh/h auf 240 GWh/h.

An der Stelle sei darauf hingewiesen, dass es aus Sicht der Bundesnetzagentur, wie auch in einzelnen Stellungnahmen angemahnt, erforderlich ist, für zukünftige Abfragen die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber nach Sektoren aufzuschlüsseln. So sollte beispielsweise deutlich werden, an welchem Ausspeisepunkt wieviel Industrie bzw. welche Kraftwerke anzusetzen sind.

### 3.1.4 Grenzübergangspunkte

In Bezug auf Erdgas und die Ausspeisung an GÜP sind bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

---

<sup>67</sup> Siehe z. B. Open Grid Europe (OGE), *Kapazitätsangaben der internen Bestellungen*, abrufbar unter: <https://t1p.de/e3ufu> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025); Gascade Gastransport, *Kapazitätsangaben zu den internen Bestellungen für das Jahr 2025*, abrufbar unter: <https://t1p.de/5jipc> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die Ausspeiseleistung für Erdgas an den GÜP auf Basis der Mantelzahlen des Szenarios T45-Strom\* im Rahmen der Modellierung zu ermitteln. Demnach soll in den Szenarien 1 und 2 eine Erdgasausspeiseleistung von rund 20 GWh/h im Jahr 2037 angenommen werden, wobei im Szenario 3 Fokus Reduzierte Effizienz keine Modellierung für das Jahr 2037 erfolgen soll. Für das Jahr 2045 soll der Wert aufgrund des angenommenen Erdgasausstiegs in allen drei Szenarien bei 0 GWh/h liegen; die Fernleitungsnetzbetreiber weisen jedoch ausdrücklich darauf hin, dass Transite für Erdgas und ggf. Biomethan durch Deutschland möglich bleiben sollen und hierfür ein entsprechendes Netz fortbestehen werde.

In den beiden beantragten bedarfsorientierten Modellierungsvarianten für Erdgas 2030 und 2037 (Szenario 4) soll der Ansatz der GÜP-Ausspeiseleistung auf den Kapazitätsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Festlegung ANIKA beruhen (Festlegung der Beschlusskammer 7 vom 21.03.2024; Daten hinterlegt in der NEP-Gas-Datenbank). Der Wert soll auch für das Jahr 2037 fortgeschrieben werden, mit dem Unterschied, dass aufgrund des erwarteten Rückgangs bei der Nachfrage in Deutschland um 30 % auch die Ausspeisekapazität an den GÜP anteilig in gleicher Größenordnung reduziert werden soll. Nach Information der Fernleitungsnetzbetreiber, konkret des Fernleitungsnetzbetreibers zu 5), solle nur der virtuelle Kopplungspunkt Brandov (VIP (en.: *virtual interconnection point*)) von dieser pauschalen Kürzung ausgenommen werden, was mit einem verzögerten Ausstieg aus dem Erdgas in östlich benachbarten Ländern und deren Versorgungssicherheit begründet wird.

Im Rahmen der regelmäßigen Abstimmung zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern, legten diese für einen Austausch im Dezember 2024 eine Übersicht mit Leistungswerten für die „bedarfsorientierte Methanmodellierung“ vor (Ein- und Ausspeisungen; Präsentation mit einem Arbeitsstand vom 13.12.2024). Die Fernleitungsnetzbetreiber nahmen darin für das Jahr 2029/2030 Ausspeisungen in Höhe von 69 GWh/h über GÜP (Erdgas) an. Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur erklärten die Fernleitungsnetzbetreiber im Frühjahr 2025, dass die vorgestellten Leistungswerte nach wie vor aktuell sind.

Die Vorschläge der Fernleitungsnetzbetreiber, insbesondere die angesetzten Leistungswerte in den szenariobasierten Modellierungsvarianten im Jahr 2037 (rund 20 GWh/h), die aus dem Langfristszenario T45-Strom\* stammen, sind nach Einschätzung der Bundesnetzagentur zu niedrig angesetzt. Heranzuziehen sind, wie in Abschnitt II B 1, S. 21 erläutert, vielmehr die Leistungswerte der O45-Langfristszenarien bzw. für Szenario 4 die aktuellen Annahmen für die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Das Langfristszenario T45-Strom\*, dessen Leistungswert von den Fernleitungsnetzbetreibern übernommen wurde, nimmt nur sehr geringe Leistungswerte für den Export von Erdgas über GÜP an. Dies erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur, auch und insbesondere unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen, nicht plausibel. Denn mit der zu erwartenden verzögerten Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in mehreren benachbarten EU-Staaten und der Schweiz geht nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ein kurz- und mittelfristig in etwa gleichbleibender Ausspeisebedarf bei Erdgas einher. Die O45-Langfristszenarien nehmen im Vergleich zu den T45-Langfristszenarien indes höhere Leistungswerte bei der Ausspeisung von Erdgas über GÜP an, was der Bundesnetzagentur plausibler erscheint und weshalb diese Leistungswerte mit vorliegender Genehmigung vorgegeben werden. Die Mantelzahlen der O45-Langfristszenarien erscheinen der Bundesnetzagentur nicht nur vor dem Hintergrund der betreffenden Stellungnahmen realistischer, sondern auch vor dem Hintergrund ihrer konkreten Herleitung. Während die Stellungnahmen auf einen (noch) gleichbleibenden und vergleichsweise hohen Erdgasbedarf im europäischen Ausland allgemein hinweisen,

beruhen die Werte der O45-Langfristszenarien auf historischen Datenflüssen und vorangegangenen Analysen zu Erdgasimporten und -exporten.<sup>68</sup>

### **Szenarien 1 bis 3**

**Modellierung für das Jahr 2037:** Die Bundesnetzagentur übernimmt hier für Szenario 1 den Leistungswert des Langfristszenarios O45-H2 in Höhe von 53 GWh/h und gibt ihn für die Modellierung vor. Für hiesiges Szenario 2 übernimmt die Bundesnetzagentur Leistungswert des Langfristszenarios O45-Strom in Höhe von 49 GWh/h und gibt ihn ebenfalls für die Modellierung vor. Die Bundesnetzagentur überträgt diesen Wert auch auf das Szenario 3 und gibt ihn als Mantelzahl für die Modellierung vor, da Szenario 3 grundsätzlich auf Szenario 2 basiert (ausführlich s. o., Abschnitt II B 1.3, S. 26**Fehler! Textmarke nicht definiert.**).

**Modellierung für das Jahr 2045:** Die Bundesnetzagentur verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber mit Blick auf das Jahr 2045, Ausspeisungen Erdgas über GÜP, verbleibende Transite über das deutsche Marktgebiet zu berücksichtigen. Für Szenario 1 und 2 kann dies, wie von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagen, in Form einer Darstellung des verbleibenden Fernleitungsnetzes erfolgen. Die Nutzbarkeit für potenzielle Bedarfe ist im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zu beschreiben, siehe auch Abschnitte II B 1.1, S. 24 und II B 1.2, S. 25. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen bereits selber darauf hin, dass Transite für Erdgas und ggf. Biomethan durch Deutschland möglich bleiben sollen und hierfür ein entsprechendes Netz fortbestehen werde.

Für Szenario 3 ist indes eine Modellierung des Fernleitungsnetzes auch für das Jahr 2045 erforderlich. In diesem Szenario ergeben sich wegen der Annahmen zur verbleibenden Kraftwerksleitung im Erdgas und den damit erforderlichen Einspeisekapazitäten über GÜP insgesamt höhere Erdgaskapazitäten. Dabei wird auch in Szenario 3 kein konkreter Leistungswert für Ausspeisekapazitäten an den GÜP vorgegeben. Vor dem Hintergrund der Stellungnahmen zu diesem Thema und der Bedeutung des grenzüberschreitenden Erdgasaustausches haben die Fernleitungsnetzbetreiber hier geeignete Werte anzusetzen und sich hierzu ggf. mit benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern und Behörden auszutauschen, wie es vereinzelt auch gefordert wurde.

### **Szenario 4**

Die Bundesnetzagentur übernimmt für Szenario 4 die aktuellen Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber, die für das Jahr 2029/30 eine Erdgasausspeisung über GÜP in Höhe von 69 GWh/h ansetzen, und gibt diesen Wert für die Modellierung vor, s. o. Da als Basis für den Ansatz der Ausspeiseleistungen von Erdgas über GÜP die Kapazitätsmeldungen, die gemäß ANIKA (Festlegung der Beschlusskammer 7 vom 21.03.2024, Az. BK7-23-043) an die Bundesnetzagentur übermittelt wurden, dienen, erscheint der Bundesnetzagentur dieser Wert plausibel.

Das methodische Vorgehen der Bundesnetzagentur, d.h. die für das Jahr 2037 vorgegeben (höheren) Leistungswerte bzw. die Berücksichtigung von Transiten auch im Jahr 2045 werden durch die Stellungnahmen zahlreicher Unternehmen und Behörden aus dem benachbarten Ausland gestützt. Etliche Stellungnehmende äußerten sich auch zu dem Thema Entwicklungen für Erdgas an GÜP allgemein und konkret zur Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern sowie zur Aufrechterhaltung von bestehenden

---

<sup>68</sup> Fraunhofer ISI, *Langfristszenarien 3*, Bericht zu den Gasnetzen (abrufbar unter: <https://t1p.de/ean3x>, letzter Zugriff: 21.03.2025)

Kapazitäten und Transitmöglichkeiten. Unter den Stellungnehmenden waren vor allem Unternehmen und Behörden aus europäischen Nachbarstaaten, neben Dänemark insbesondere aus der Schweiz, Österreich und Polen. Während der graduelle Ausstieg aus dem Erdgas in Deutschland, der sich ja in allen Szenarien zeige, zur Kenntnis genommen wurde, äußerten sie jedoch ganz deutlich Kritik daran, dass in dieser Hinsicht bislang keine hinreichende Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern stattgefunden habe; diese sei aber unabdingbar mit Blick auf den weiterhin erforderlichen grenzüberschreitenden Transport von Erdgas und auf die Versorgungssicherheit. Bestehende (bidirektionale) Kapazitäten und Vereinbarungen müssen nach ihrer Auffassung, eben zur Gewährleistung des grenzüberschreitenden Transports von Erdgas und der Versorgungssicherheit in den angrenzenden Staaten, aufrechterhalten werden. Aktuell sei in einigen der genannten Nachbarstaaten noch keine Verringerung der Kapazitäten bzw. Einspeiseleistungen an den GÜP vorgesehen, teilweise sei sogar noch Ausbau des Fernleitungsnetzes für Erdgas geplant.

### 3.1.5 Speicher

In Bezug auf die Ausspeisung von Erdgas in Speicher werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Ausspeiseleistung Erdgas*, gegebene Vorgabe, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird, für die Ermittlung der Mantelzahl den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Wie bereits in Abschnitt II B 2.1.5, S. 41 erläutert, betrachtet der Szenariorahmen die Netzsicht, weshalb auch bei Speichern die Fließrichtungen entsprechend aus Netzperspektive zu interpretieren sind. Konkret bedeutet dies, dass die Ausspeiseleistung der Einspeicherleistung entspricht, also der Fließrichtung vom Netz in den Speicher. Analog dazu bezeichnet die Einspeiseleistung die Ausspeicherleistung, also die Fließrichtung vom Speicher in das Netz. Im Folgenden wird daher von Aus- und Einspeiseleistung gesprochen.

Der Entwurf des Szenariorahmens enthält wenig Ausführungen zur Ausspeiseleistung der Erdgasspeicher. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass sich das, im Entwurf des Szenariorahmenentwurfs beschriebene, Vorgehen in Bezug auf die Einspeiseleistung auch auf die Ausspeiseleistung übertragen lässt und die konkreten Leistungswerte der Ausspeiseleistung durch die Fernleitungsbetreiber erst im Rahmen der Modellierung ermittelt werden sollen.

Der Vorschlag, dass die konkreten Leistungswerte erst bei der Modellierung bestimmt werden sollen, entspricht auch der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Vorgehensweise. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Bestimmung der Leistungswerte jedoch die in den folgenden Absätzen dargelegten Vorgaben zu berücksichtigen. Mit der Tenorziffer zu 1. wurde in Bezug auf die Ausspeiseleistung der Erdgasspeicher festgelegt, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.

Wie bei den Wasserstoffspeichern weicht der Szenariorahmen somit bei der Bestimmung der Ausspeiseleistung der Erdgasspeicher von der Herangehensweise in den übrigen Sektoren ab, für die in Tenorziffer zu 1. klar bestimmte Mantelzahlen festgelegt wurden. Auch bei den Erdgasspeichern lässt sich das Vorgehen damit begründen, dass Speicher ganzheitlich, d. h. unter Berücksichtigung von Aus- und Einspeiseleistung, betrachtet werden müssen. Da in der Tenorziffer zu 1. bei den Einspeiseleistungen durch Erdgasspeicher Mindestwerte und keine festen Mantelzahlen bestimmt werden, ist es auch hier wiederum nicht zielführend, eine feste

Ausspeiseleistung vorzugeben. Denn auch bei den Erdgasspeichern würde bei einer festen Mantelzahl lediglich in Bezug auf die Ausspeiseleistung das Problem bestehen, dass dadurch indirekt auch bereits die Einspeiseleistung vorgegeben werden würde. Eine netzdienliche Bestimmung der Einspeiseleistung durch die Fernleitungsnetzbetreiber, wie in Abschnitt II B 3.2, S. 80 und II B 3.2.2, S. 84 vorgegeben, wäre in diesem Fall nicht mehr möglich. Bei einer von der Einspeiseleistung losgelösten Vorgabe der Ausspeiseleistung hätten die Fernleitungsnetzbetreiber außerdem nur begrenzte Möglichkeiten, das Verhältnis von Arbeitsgasvolumen, Aus- und Einspeiseleistung der aktuell in Betrieb befindlichen Speichern zu berücksichtigen.

Eine feste, von der Einspeiseleistung losgelöste, Vorgabe der Ausspeiseleistung ist darüber hinaus nicht sachgerecht, da dies in einem ineffizienten Netzausbau resultiert oder dadurch Teile der Infrastruktur nicht für die Verwendung im Wasserstoff freigegeben werden können. Bei der Dimensionierung der Speicher ist der Zusammenhang von Arbeitsgasvolumen, Einspeicherleistung und Ausspeicherleistung von hoher Relevanz und dieses Zusammenspiel kann aus technischen und marktlichen Gründen sowie aus Bestandsgründen nicht primär auf Basis der im Netz zur Verfügung stehenden Ein- und Ausspeiseleistung vorgegeben werden. Eine in Relation zur Einspeiseleistung zu hohe Ausspeiseleistung ins Netz würde voraussichtlich nicht dazu führen, dass auch die Speicher im Hinblick auf das Verhältnis von Ein- und Ausspeicherleistung den Netzkapazitäten folgen würden. Das Ergebnis wären ungenutzte Ausspeisekapazitäten. Ein zu niedriger Ausspeisewert würde hingegen die Befüllung des Speichers und damit auch die spätere Einspeisefähigkeit begrenzen, was zu ungenutzten Einspeisekapazitäten führen würde. Um eine ineffiziente Netzplanung zu vermeiden, wird den Fernleitungsnetzbetreibern daher mit Tenorziffer zu 1. vorgegeben, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zu Einspeiseleistung stehen soll.

Dass keine feste Mantelzahl für die Ausspeiseleistung festgesetzt wird, widerspricht auch nicht der Vorgabe in Tenorziffer zu 1., nach der die Summe der Einspeisekapazitäten Erdgas in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Erdgas decken muss. Denn in den für die Bestimmung der Einspeisekapazität relevanten Lastfällen müssen Speicher in der Regel ausspeichern, d. h. es wird Einspeiseleistung benötigt und keine Ausspeiseleistung. Zur Erfüllung der Vorgabe in Tenorziffer zu 1. ist die Höhe der Ausspeisekapazität durch Speicher somit nicht maßgeblich.

Eine Abweichung von den Orientierungsszenarien lediglich in Bezug auf die Einspeiseleistung bei gleichzeitigem Festhalten an den Leistungswerten der Orientierungsszenarien auf der Ausspeiseseite würde somit zu unstimmigen Annahmen führen. Aus diesem Grund wurde mit Tenorziffer zu 1. auf der Ausspeiseseite bestimmt, dass die Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen muss. Die Ausspeiseleistung muss dabei ausreichen, um eine Befüllung der Speicher zu ermöglichen. Der Bundesnetzagentur ist dabei bewusst, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung das Speichervolumen nicht direkt berücksichtigt wird. Bei der Bestimmung von Aus- und Einspeiseleistung muss jedoch darauf geachtet werden, dass ein Speicher mit einem durchschnittlichen Arbeitsgasvolumen in einer angemessenen Zeit sowohl befüllt als auch entleert werden kann.

Zur Bestimmung der Ausspeiseleistung ist es sachgerecht, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber an der festzulegenden Einspeiseleistung orientieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es angemessen, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber das bestehende Verhältnis im Durchschnitt von 154 % von Ein- zu Ausspeiseleistung als Basis nehmen, d. h., dass die Ausspeiseleistung 65% der Einspeiseleistung beträgt. Weitere Speicher zur Speicherung von Erdgas sind nicht geplant und auch zukünftige Umstellungen von Erdgas auf Wasserstoff oder

die Außerbetriebnahme von Speichern wird nach Ansicht der Bundesnetzagentur das Verhältnis von Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher nicht grundlegend verändern.

Bei einer Orientierung an dem bestehenden Verhältnis ist auch sichergestellt, dass die Ausspeiseleistung niedriger ist als die Einspeiseleistung. Dies ist sinnvoll, da bei Speichern die Einspeicherleistung in der Regel niedriger als die Ausspeicherleistung ist und somit ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auch die benötigte Ausspeiseleistung aus dem Netz niedriger als die benötigte Einspeiseleistung ins Netz.

Da Speicher im Hinblick auf die Regionalisierung nur gesamthaft betrachtet werden können, sind die hierzu die Ausführungen in Abschnitt II B 3.2.2, S. 84 zu übernehmen.



### 3.2 Annahmen über die Einspeiseleistung

Die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Einspeiseleistung im Bereich Erdgas werden im Rahmen dieser Genehmigung angepasst und um weitere, aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderliche, Änderungen und Vorgaben ergänzt. Bei der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber ist zentral zu beachten, dass die Summe der Einspeisekapazitäten in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten im Bereich Erdgas abdecken muss.

§ 15b Abs. 3 S. 1 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, für die Szenarien angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung oder Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff und deren Austausch mit anderen Ländern sowie der Dekarbonisierung zugrunde zu legen.

Dieser Verpflichtung, Annahmen über die Entwicklung der Einspeiseleistung von Erdgas zu treffen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber zum einen dadurch nachgekommen, dass sie die aktuell bei ihnen vorliegenden Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche für Betreiber von LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV darstellen.<sup>69</sup> Zum anderen gehen sie im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 auf die aktuelle Gasproduktionsprognose für Deutschland ein.<sup>70</sup> Außerdem erläutern sie knapp u. a. das geplante Vorgehen bei der Berücksichtigung von Einspeisungen über GÜP und gehen auf das Thema des ausreichenden Maßes an frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität ein.<sup>71</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen die Anteile von Speichern, GÜP und LNG jedoch in jedem Szenario nur zusammengefasst und nicht aufgeschlüsselt nach einzelnen Sektoren dar.<sup>72</sup>

Das Vorgehen und die Gründe der Bundesnetzagentur bei Änderungen bzw. Nichtberücksichtigung von Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber bzw. älterer Szenarien und Prognosen sowie insbesondere die Herleitung bestimmter eigener Annahmen werden im Folgenden erläutert.

Entgegen des Vorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber, die die Anteile von Speichern, GÜP und LNG nur zusammengefasst darstellen und vorschlagen, den Anteil bzw. die Verteilung der konkreten Einspeiseleistung in den verschiedenen Szenarien erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen, war es aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderlich, den Szenarien 1 bis 3 im Betrachtungsjahr 2037 zumindest Mindestvorgaben für die in der Modellierung anzusetzenden Leistungswerte je Sektor zugrunde zu legen. In der Kombination mit der zu deckenden Ausspeisekapazität im jeweiligen Szenario bilden diese Mindestvorgaben dann den Rahmen, der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung auszufüllen ist. Dabei sind die über die Mindestwerte hinausgehenden Kapazitäten netzdienlich anzusetzen. Netzdienlich meint an dieser Stelle, dass zum einen kein unnötiger Ausbau im Erdgasnetz ausgelöst wird und zum anderen ein möglichst großer Teil an Infrastruktur für die Verwendung im Wasserstoff freigegeben werden kann. Dieses Verständnis entspricht insbesondere auch der gesetzlichen Anforderung aus § 15c Abs. 2 S. 3 und 4 EnWG, wonach die Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen auf Wasserstoff grundsätzlich Vorrang gegenüber dem Neubau von

---

<sup>69</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 34ff.

<sup>70</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 44f.

<sup>71</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 48f.

<sup>72</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 94f.

Leitungen hat, sofern dies möglich und wirtschaftlich ist, und der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff insbesondere die Fernleitungen ausweisen muss, die auf Wasserstoff umgestellt werden können.

Bei der Herleitung und Festlegung der Einspeiseleistung im Bereich Erdgas greift die Bundesnetzagentur auch an dieser Stelle nicht auf die Leistungswerte der O45-Langfristszenarien zurück. Im Hinblick auf die Einspeiseleistung Erdgas in den Szenarien 1, 2 und 3 ist die Heranziehung der Mantelzahlen aus den O45-Langfristszenarien als Basis für die Netzentwicklungsplanung aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sinnvoll, da in den Langfristszenarien die Einspeiseleistung nach ökonomischen Gesichtspunkten festgelegt wurde, um die Ausspeiseleistung kosteneffizient zu decken. In der Netzentwicklungsplanung muss jedoch vornehmlich die Versorgungssicherheit gewährleistet werden, weshalb die Betrachtung von für das Netz besonders herausfordernden Lastfällen unter Berücksichtigung diversifizierter Einspeisequellen entscheidend ist. Zudem führt die kostenoptimierte Herangehensweise der Langfristszenarien zu einer Quellenverteilung, die deutlich von der bestehenden Quellenverteilung abweicht. So werden aus Sicht der Bundesnetzagentur insgesamt zu geringe LNG-Kapazitäten angesetzt und die Speicherkapazitäten sind eher gering im Verhältnis zu den Importen über GÜP. Daher sind die Annahmen der Langfristszenarien nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht nutzbar. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine Berücksichtigung der aktuell vorherrschenden Einspeiseleistung im Sinne einer Verteilung auf Sektoren bzw. Quellen erforderlich, um zu einer realistischen Verteilung und Ermittlung plausibler Leistungswerte auf der EinspeiseSeite Erdgas zu gelangen. Dies bedeutet nicht, dass das Verhältnis exakt auf die Zukunft übertragen werden kann. Vielmehr muss in einem gewissen Umfang eine netzdienliche Quellenverteilung für die zukünftige Versorgungsaufgabe ermittelt werden, weshalb die Bundesnetzagentur die in Tenorziffer zu 1. (Tabelle 4: Einspeiseleistung Erdgas) dargestellten Mindestwerte vorgibt. Als Basis für die Bestimmung der Mindestwerte durch die Bundesnetzagentur dient die Quellenverteilung der Fernleitungsnetzbetreiber für die sog. LNGplus-Variante C des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032<sup>73</sup>. Die Verwendung dieser Werte ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht, da dort die aktuelle Quellenverteilung sowie die in den kommenden Jahren anvisierte Quellenverteilung berücksichtigt ist. GÜP, Speicher und LNG bilden jeweils einen gewissen Anteil der zur Deckung der Ausspeiseleistung erforderlichen Einspeiseleistung ab. Dieses Verhältnis wurde von der Bundesnetzagentur auf die anzunehmende Gesamtausspeiseleistung im Jahr 2040 in dem betreffenden O45-Langfristszenario bezogen und angewandt. Das Jahr 2040 wurde als Basis für die Bestimmung der Mindestwerte gewählt, weil danach anzunehmen ist, dass die Erdgasbedarfe bis dahin im Vergleich zum Jahr 2037 bereits stark zurückgegangen sein werden. Die dadurch verhältnismäßig niedrigen Mindestwerte ermöglichen den Fernleitungsnetzbetreibern die oben beschriebene netzdienliche Ermittlung der Mantelzahlen, um möglichst viele Leitungen für die Verwendung im Wasserstoff freizugeben bzw. keinen unnötigen Ausbau im Erdgasnetz auszulösen. Dies kann erst im Rahmen der Modellierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber geschehen, weshalb eine Vorgabe von festen Werten durch die Bundesnetzagentur nicht sinnvoll wäre. Ziel der netzdienlichen Ansetzung von Kapazitäten im über die Mindestwerte hinaus notwendigen Umfang ist es, den Ausstieg aus dem Erdgas bzw. die Transformation so zu gestalten, dass die bestehende Infrastruktur möglichst weitreichend auf Wasserstoff umgestellt werden kann. Die rückläufigen Erdgaskapazitäten sind so gesehen spiegelverkehrt zu den aufwachsenden Wasserstoffkapazitäten netzdienlich anzusetzen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet ist.

---

<sup>73</sup> Vgl. Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, S. 131, Abbildung 32.

Für **Szenario 1** werden die Mindestwerte auf Basis der angenommenen Gesamtausspeiseleistung in Szenario O45-H2 für 2040 und entsprechend dem von der Bundesnetzagentur auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ermittelten Verhältnisses der Einspeisequellen berechnet. Analog wird als Basis für die Berechnung der Mindestwerte von **Szenario 2** die angenommene Gesamtausspeiseleistung in Szenario O45-Strom für 2040 zugrunde gelegt. Da sich **Szenario 3** grundlegend auf Szenario 2 stützt (s. o., Abschnitt II B 1.3, S. 26), wird auch hier die Gesamtausspeiseleistung von O45-Strom im Jahr 2040 als Basis verwendet. Eine Ausnahme stellt in diesem Szenario der Bereich LNG dar, hier ergibt sich der Mindestwert im Wesentlichen aus den Anträgen nach §§ 38, 39 GasNZV (s. u., Abschnitt II B 3.2.3, S. 8787).

Für das Jahr 2045 werden in Szenario 3 noch relevante Erdgasbedarfe angenommen, da in diesem Szenario davon ausgegangen wird, dass bestimmte Kraftwerke dauerhaft mit Erdgas betrieben werden (s. o., Abschnitte II B 1.3, S. 26 und II B 3.1.1, S. 65). Anders als in Szenario 1 und 2 ist daher eine Modellierung des Fernleitungsnetzes für 2045 bei Szenario 3 notwendig (siehe hierzu Abschnitte II B 1.1, S. 24, II B 1.2, S. 25 sowie II B 1.3, S. 26). Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher in Szenario 3 dazu verpflichtet, an den GÜP und bei Speichern noch eine ausreichende Einspeisekapazität von Erdgas zu ermitteln und bei der Modellierung anzusetzen, welche die anzunehmenden Ausspeisungen der im Betrachtungsjahr noch verbleibenden Kraftwerke mindestens deckt. Dabei ist die Wirkung der Kapazitätsbereitstellung bei Kunden, deren Kapazitätsprodukte mit Auflagen versehen sind, zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur geht mit Blick auf die Erläuterung der Fernleitungsnetzbetreiber zu Erdgastransiten und deren Ermöglichung bzw. weiterer Gewährleistung<sup>74</sup> davon aus, dass diese bei der Modellierung von Ein- und Ausspeisungen Erdgas in Szenario 3, Betrachtungsjahr 2045, ohnehin berücksichtigt und dargestellt werden.

Die Mantelzahlen bzw. Mindestwerte für die Einspeise- und Erdgas, die vorliegend für das **Szenario 4**, Betrachtungsjahr 2030, vorgegeben werden, beruhen sowohl auf Angaben bzw. Ermittlungen der Fernleitungsnetzbetreiber als auch auf eigenen Erwägungen der Bundesnetzagentur und stellen nach ihrer Auffassung eine geeignete und solide Modellierungsgrundlage dar. Das Szenario 4 bildet einen Zwischenstand bis zu dem gesetzlich erforderlichen Modellierungsjahr 2037 ab, bei dem insbesondere auch die bei den Fernleitungsnetzbetreibern gemeldeten Bedarfe berücksichtigt werden, vgl. Abschnitt II B 1, S. 21. Die Herleitung und Vorgabe durch die Bundesnetzagentur in den unterschiedlichen Sektoren (z. B. GÜP und LNG) weicht dabei teilweise von der Vorgehensweise in den Szenarien 1 bis 3 ab. Etwa im Bereich LNG führt dies dazu, dass im Hinblick auf diesen Sektor, wie auch im Szenario 3, Betrachtungsjahr 2037, die bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV berücksichtigt werden. Im Bereich GÜP wurde von der Bundesnetzagentur, wie auf der Ausspeise- und Erdgas, auf die vorläufigen Modellierungen der Fernleitungsnetzbetreiber zurückgegriffen (Arbeitsstand 13.12.2024, nach Auskunft der Fernleitungsnetzbetreiber im März 2025 noch aktuell).

### 3.2.1 Grenzübergangspunkte

In Bezug auf Erdgas und die Einspeisung an GÜP werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, abweichend vom Entwurf des Szenariorahmens, die in Tenorziffer zu 1.,

---

<sup>74</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 96.

Tabelle *Einspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Maßgaben umzusetzen bzw. die festgelegten Mindestwerte zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die Ermittlung der Einspeiseleistung und Zuordnung zu bestimmten GÜP erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen. Zur Ermittlung der Einspeiseleistung werde im Rahmen der Modellierung die im jeweiligen Szenario zuvor ermittelte Ausspeiseleistung (vorangehender Schritt, zur beabsichtigten Vorgehensweise konkret siehe S. 92 und 97 ff. Szenariorahmenentwurf) auf die verschiedenen Einspeisequellen (GÜP, LNG und Produktion) aufgeteilt. In Bezug auf die Quellenverteilung bzw. GÜP im Bereich Erdgas forderte die Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 02.12.2024 eine tiefergehende Darstellung der Annahmen bzw. der Entwicklung der Einspeiseleistung, um die geplanten angesetzten Kapazitätswerte an den einzelnen GÜP bzw. die Entwicklungen, die für die Modellierung angenommen werden sollen, nachvollziehen und bewerten zu können. Über die Koordinierungsstelle erklärten die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Antwort vom 13.12.2024, dass die Einspeisekapazitäten an den GÜP für die Modellierungen 2037 grundsätzlich konstant fortgeschrieben werden sollen, die Werte der NEP-Gas-Datenbank also für die GÜP auch als Eingangsgröße für das Jahr 2037 angesetzt werden. Erst in der Modellierung erfolge dann eine Prüfung und ggf. Anpassung der Erdgaskapazitäten an den GÜP. Im Ergebnis werde wahrscheinlich eine Überdeckung in der Bilanz aufgezeigt. Deshalb sei es nicht erforderlich bzw. aktuell nicht möglich, eine tabellarische Übersicht zu den erwarteten Entwicklungen an den GÜP im Bereich Erdgas zu erstellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber kündigten des Weiteren an, u. a. die Entwicklungen an den GÜP, insbesondere im Zusammenhang mit der Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten (perspektivische Umstellungen von GÜP) zu berücksichtigen und in Gesprächen mit benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern fortlaufend zu evaluieren.

Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, den Anteil der konkreten Einspeiseleistung über GÜP in den jeweiligen Szenarien erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen, wird dahingehend angepasst, dass den Szenarien Mindestwerte für die in der Modellierung anzusetzenden Kapazitäten zugrunde zu legen sind. Wie bereits in Abschnitt II B 3.2 erläutert, ist die Bundesnetzagentur davon abgewichen, die Orientierungsszenarien zur Bestimmung der Leistungswerte auf der Einspeiseseite zu verwenden und hat in Tenorziffer zu 1. stattdessen Mindestwerte festgelegt, die dann innerhalb des jeweiligen Szenarios einen Rahmen für die Modellierung bilden. Zur Vorgabe von Mindestwerten in vorliegender Entscheidung allgemein, d. h. zur Begründung und Vorteilen, s. o., Abschnitt II B 3.2, S. 80. Die Vorgabe eines Minderwerts trägt auch hier dem prognostischen Charakter des Szenariorahmens und dem weiten Zeithorizont (2037 bzw. 2030) Rechnung und erlaubt eine flexible und effiziente Handhabung bei den Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung. Auf Basis dieser Mindestwerte ist die konkrete Einspeiseleistung bzw. die Verteilung auf die weiteren Einspeisequellen im Rahmen der Modellierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber festzulegen. Maßgabe dabei ist, dass die Summe der Einspeisekapazitäten Erdgas in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Erdgas im jeweiligen Szenario deckt. Die Verteilung der Einspeisekapazitäten auf die verschiedenen Quellen soll durch die Fernleitungsnetzbetreiber primär unter dem Kriterium der Netzdienlichkeit für das Fernleitungsnetz erfolgen.

**Szenarien 1 bis 3, Betrachtungsjahr 2037:** Die Herleitung der Mindestwerte durch die Bundesnetzagentur wird übergreifend für alle Einspeisequellen voranstehend in Abschnitt II B 3.2 dargelegt (Deckung der Ausspeisungen sowie Ermittlung und Verteilung der Einspeisungen auf die einzelnen Quellen orientiert an historischen Anteilen). Konkret wurde bei der Bestimmung der Mindestwerte für das Zieljahr 2037 für die Szenarien 1 und 2 zunächst bestimmt, dass die Summe der Ausspeiseleistung (ohne Speicher) im Jahr 2040 in

den Szenarien O45-H2 bzw. O45-Strom der aufsummierten minimalen Einspeiseleistung (GÜP, Speicher, LNG) entsprechen soll („Deckung“). Die Summe der minimalen Einspeiseleistung wurde dann auf die Sektoren GÜP, Speicher und LNG aufgeteilt. Basis für die Festlegung des Mindestwerts bildet dabei die Quellenverteilung der Fernleitungsnetzbetreiber für die sog. LNGplus-Variante C des letzten Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032. Die nach diesen Vorgaben festgelegten Mindestwerte liegen für das Zieljahr 2037 im Szenario 1 bei 18 GWh/h und im Szenario 2 und 3 bei 16 GWh/h.

**Szenarien 1 bis 3, Betrachtungsjahr 2045:** Im Zieljahr 2045 sind in den Szenarien 1 und 2 keine Einspeisekapazitäten für den Erdgasbereich mehr anzusetzen. Davon abweichend sind in Szenario 3 noch Einspeisekapazitäten anzusetzen, mit denen die verbliebenen Erdgaskraftwerke versorgt werden. Aufgrund der besonderen Ausgestaltung der Versorgungsaufgabe in diesem Szenario – einzelne wenige Kraftwerke, die mit dem Kapazitätsprodukt DZK anzusetzen sind – können hier keine konkreten Zahlen für die Einspeiseleistung vorgegeben werden. Hintergrund ist, dass die Verteilung der Einspeisekapazitäten auf Speicher und GÜP von der finalen Entscheidung über die jeweiligen Zuordnungspunkte abhängig ist. Diese werden jedoch von den Fernleitungsnetzbetreibern erst im Rahmen der Modellierung bestimmt.

**Szenario 4:** Die Bundesnetzagentur übernimmt für Szenario 4 wie auf der Einspeiseleistung die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber (Arbeitsstand 13.12.2024, nach Auskunft der Fernleitungsnetzbetreiber im März 2025 noch aktuell), die für das Jahr 2029/2030 eine Einspeiseleistung über GÜP in Höhe von 152 GWh/h ansetzen und gibt diesen Wert für die Modellierung vor.

Gegen das methodische Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bzw. die hiesigen Vorgaben der Bundesnetzagentur sprechen auch nicht die eingebrachten und berücksichtigten Stellungnahmen zu dem Themenbereich, die sich vor allem auf die Ausspeisung von Erdgas in Richtung der Nachbarländer, weniger aber auf Einspeisungen bezogen.

### 3.2.2 Speicher

In Bezug auf die Einspeisung von Erdgas durch Speicher werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mindestwerte für die durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermittelnden Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

In dem Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 knüpfen die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung der Einspeiseleistung der Speicher (Erdgas) an die durch sie ermittelte Gesamtausspeiseleistung in den einzelnen Szenarien an. Die dort ermittelte Gesamtausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung auf die verschiedenen Einspeisequellen GÜP, Speicher, LNG und Produktion aufgeteilt. Auf Basis dieser Vorgehensweise definieren die Fernleitungsnetzbetreiber die deutschlandweite Einspeiseleistungen von Speichern, GÜP und LNG für die Modellierungsvariante 1 (Fokus Strom) von 116 GWh/h im Jahr 2037 und 0 GWh/h im Jahr 2045. Die einzelnen Quellen Speicher, GÜP und LNG werden hierbei nicht weiter ausdifferenziert. Für die Modellierungsvariante 2 (Fokus Wasserstoff) nehmen sie für das Jahr 2037 102 GWh/h und für 2045 0 GWh/h an; für Modellierungsvariante 3 (Fokus Reduzierte Effizienz 2045) wird für das Jahr 2045 ebenfalls eine Leistung von 0 GWh/h angenommen. Die bedarfsorientierten Modellierungsvarianten für Erdgas 2030 und 2037 basieren auf den Bedarfsmeldungen der Gaskunden an die Fernleitungsnetzbetreiber (Für Speicheranlagen liegen diesen zum Stichtag 01.05.2024 keine Kapazitätsreservierungen oder Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV vor.). Die durch die

Fernleitungsnetzbetreiber in diesem im Szenario ermittelte Ausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung auf die verschiedenen Einspeisequellen GÜP, Speicher, LNG und Produktion aufgeteilt. Im Rahmen der Modellierung wird weiterhin durch die Fernleitungsnetzbetreiber geprüft, ob eine höhere Einspeiseleistung aus Speichern im Rahmen der Modellierung angesetzt werden kann.

Mit E-Mail vom 20.12.2024 forderte die Bundesnetzagentur in Bezug auf die Einspeiseleistung durch Speicher in den Szenarien der Fernleitungsnetzbetreiber (Modellierungsvarianten 1 und 2) nähere Ausführungen zu konkreten Anteilen der geplanten Speicher-Kapazitäten und den Annahmen, die dem zugrunde liegen könnten. Mit E-Mail vom 10.01.2025 erklärten die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die Erdgas-Einspeisekapazitäten, u. a. die Kapazitäten für Speicher, für die Modellierungen 2037 grundsätzlich konstant fortgeschrieben werden sollen, die Werte der NEP-Gas-Datenbank also auch als Input-Größe für das Jahr 2037 angesetzt werden sollen. Erst in der Modellierung erfolge dann eine Prüfung und ggf. Anpassung der Erdgas-Kapazitäten. Im Ergebnis werde wahrscheinlich eine Überdeckung in der Bilanz aufgezeigt. Deshalb sei es nicht erforderlich bzw. aktuell nicht möglich, eine tabellarische Übersicht o. Ä. zu den erwarteten Entwicklungen zu u. a. Speicher zu erstellen.

Wie in den vorherigen Absätzen dargelegt, haben die Fernleitungsnetzbetreiber somit keine genauen Leistungswerte vorgegeben, die für die hiesigen Szenarien 1 und 2 verwendet werden könnten, sondern haben im Entwurf des Szenariorahmens lediglich auf die aufsummierte Einspeiseleistung von Speicher, GÜP und LNG in den Langfristszenarien verwiesen. Mit der E-Mail vom 20.01.2025 haben sie dann ergänzt, dass die genauen Werte erst im Rahmen der Modellierung festgelegt werden sollen.

Entgegen des Vorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber, den Anteil bzw. die Verteilung der konkreten Einspeiseleistung in den verschiedenen Szenarien erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen, war es aus Sicht der Bundesnetzagentur auch im Hinblick auf die Speicher erforderlich, den Szenarien 1 bis 3 im Betrachtungsjahr 2037 Mindestvorgaben für die in der Modellierung anzusetzenden Leistungswerte zugrunde zu legen. In der Kombination mit der Vorgabe, dass die Einspeiseleistung die Ausspeiseleistung in den betrachteten Lastfällen decken muss, bilden diese Mindestvorgaben den Rahmen, der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung auszufüllen ist. Dabei sind die Kapazitäten in allen Szenarien sowohl unter Berücksichtigung der Ein- als auch der Ausspeiseleistung netzdienlich (siehe Abschnitt II B 3.2, S. 80) anzusetzen. Netzdienlich meint auch in diesem Zusammenhang, dass zum einen kein unnötiger Ausbau im Erdgasnetz ausgelöst wird und zum anderen ein möglichst großer Teil an Infrastruktur für die Verwendung im Wasserstoff freigegeben werden kann.

Als Alternative zu den Mindestvorgaben wäre es im Hinblick auf die Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher aus Sicht der Bundesnetzagentur auch nicht sinnvoll, die Mantelzahlen aus den Orientierungsszenarien zu verwenden. Wie im Abschnitt II B 3.2, S. 80 dargelegt wird, berücksichtigen die Langfristszenarien keine Lastfälle, damit wird dem Aspekt der Versorgungssicherheit ungenügend Rechnung getragen. Zudem führt die kostenoptimierte Herangehensweise zu einer Quellenverteilung, die auch in Bezug auf die Speicher deutlich von der bestehenden Quellenverteilung abweicht. Die Orientierungsszenarien zur Verwendung in der Netzentwicklungsplanung sind für die Speicher auch deshalb nicht geeignet, da die Auswirkungen des Speicherfüllstands auf die zur Verfügung stehende Leistung nicht hinreichend berücksichtigt werden.

Nach dem Verständnis der Bundesnetzagentur deckt sich das Vorgehen insofern mit dem im Szenariorahmenentwurf geplanten Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, als dass die finale Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher erst im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans bestimmt werden

soll. In Bezug auf die Mindestwerte der Erdgasspeicher sei darauf hingewiesen, dass es sich hierbei – im Gegensatz zu den Mindestwerten der Wasserstoffspeicher – nicht um die maximalen Leistungswerte der Speicher handelt. Die Mindestwerte sollten somit auch unter Berücksichtigung der Kennlinien der Speicher und bei den in der Modellierung unterstellten Speicherfüllständen erreicht werden. Das abweichende Vorgehen ist durch die unterschiedlichen Datengrundlagen zu begründen, die die Bundesnetzagentur zur Bestimmung der Mindestwerte herangezogen hat. Während bei den Erdgasspeichern auf Bestandsdaten zurückgegriffen werden kann, bei denen die Speicherfüllstände und -kennlinien zur Bestimmung der benötigten Leistung berücksichtigt wurden, liegen diese Daten bei Wasserstoffspeichern noch nicht vor. Daher wurde dort zur Bestimmung die gemeinsame Marktabfrage genutzt, in der lediglich die maximalen Leistungswerte angegeben sind.

Wie bereits in Abschnitt II B 2.2.2, S. 51 dargelegt, muss in allen Szenarien darauf geachtet werden, dass Speicher nicht gleichzeitig sowohl im Erdgasnetz als auch im Wasserstoffnetz berücksichtigt werden. Grundsätzlich ist es zwar möglich, dass an einem Standort sowohl Erdgas- als auch Wasserstoffspeicher in Betrieb sind, in diesen Fällen ist jedoch darauf zu achten, dass an dem Standort ausreichend Potential für den Neubau eines Wasserstoffspeichers bzw. eine Teilumstellung eines Erdgasspeichers und den zusätzlichen Weiterbetrieb des Erdgasspeichers vorhanden ist.

Szenarien 1 und 2: Wie bereits in Abschnitt II B 3.2, S. 80 dargelegt, wurde bei der Bestimmung der Mindestwerte für die Szenarien 1 und 2 für das Jahr 2037 die Annahme getroffen, dass die aufsummierten minimalen Einspeiseleistungen (GÜP, Speicher, LNG) die Ausspeiseleistung im Jahr 2040 in den Szenarien O45 Strom bzw. O-45-H2 decken soll. Die Summe der minimalen Einspeiseleistung wurde dann auf die Sektoren GÜP, Speicher und LNG aufgeteilt. Die Quellenverteilung entspricht dabei dem Verhältnis, das die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 angenommen haben. Die nach diesen Vorgaben festgelegten Mindestwerte liegen für das Zieljahr 2037 im Szenario 1 bei 42 GWh/h und im Szenario 2 bei 37 GWh/h. Die Verteilung sowohl in Bezug auf die Mindestwerte als auch in Bezug auf den Anteil, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung darüber hinaus bestimmen, erfolgt primär unter dem Kriterium der Netzdienlichkeit.

Wie bereits in Abschnitt II B 3.2 dargelegt, wurde das Jahr 2040 als Basis für die Bestimmung der Mindestwerte gewählt, weil danach anzunehmen ist, dass die Erdgasbedarfe bis dahin im Vergleich zum Jahr 2037 bereits stark zurückgegangen sein werden. Die dadurch verhältnismäßig niedrigen Mindestwerte ermöglichen den Fernleitungsnetzbetreibern die oben beschriebene netzdienliche Ermittlung der Mantelzahlen, um möglichst viele Leitungen für die Verwendung im Wasserstoff freizugeben bzw. keinen unnötigen Ausbau im Erdgasnetz auszulösen. Dies kann erst im Rahmen der Modellierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber geschehen. Somit ist auch eine Vorgabe von festen Einspeisewerten der Speicher durch die Bundesnetzagentur nicht sinnvoll.

Szenario 3: Im Szenario 3 wurde für das Zieljahr 2037 auf der Einspeiseseite der Mindestwert aus dem Szenario 2 (37 GWh/h) übertragen. Es ist zwar wahrscheinlich, dass im Vergleich zum Szenario 2 eine höhere Speicherleistung benötigt wird; die Bestimmung objektiv nachvollziehbare Werte erfolgt jedoch durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung. Dabei werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, bei Speichern und an den GÜP noch eine ausreichende Einspeisekapazität von Erdgas zu ermitteln und bei der Modellierung anzusetzen, welche die anzunehmenden Ausspeisungen der im Betrachtungsjahr noch verbleibenden Kraftwerke mindestens deckt.

Ähnlich verhält es sich mit der Vorgabe für das Zieljahr 2045. Wie bereits in Abschnitt II B 3.1.5, S. 77 dargelegt, ist es aufgrund der verbleibenden Kraftwerksleistung wahrscheinlich, dass im Szenario 3 auch in 2045 noch eine geringe Speicherleistung benötigt wird. Die insofern benötigte Gesamteinspeisekapazität in diesem Szenario wird durch die Ausspeisekapazitäten der Kraftwerke determiniert, die mit DZK versorgt werden. Daher hängt die Verteilung der Einspeisekapazitäten auf Speicher und GÜP von der Entscheidung über die jeweiligen Zuordnungspunkte ab, die jedoch von den Fernleitungsnetzbetreibern erst im Rahmen der Modellierung final bestimmt werden. Vor diesem Hintergrund wird in Tenorziffer zu 1. bestimmt, dass die Einspeisekapazität gesamthaft unter Berücksichtigung der Ausspeisekraftwerksleistung der Kraftwerke und der jeweiligen Zuordnungspunkte ermittelt werden muss.

Szenario 4: Für das Szenario 4 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens dargelegt, dass die Bestimmung der Einspeiseleistung der Speicher erst während der Modellierung erfolgen soll. Die Bundesnetzagentur teilt den Vorschlag weitestgehend, jedoch soll auch hier über die in Tenorziffer zu 1. festgelegten Minderwerte ein Rahmen vorgegeben werden.

Zur Bestimmung der minimalen Einspeiseleistung im Szenario 4 für das Jahr 2030 wurde auf die NEP-Gas-Datenbank zurückgegriffen. Die minimale Einspeiseleistung soll mindestens der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der NEP-Gas-Datenbank für das Jahr 2030 hinterlegten Einspeiseleistung entsprechen, abzüglich der L-Gas-Speicherkapazitäten. Kapazitäten, die zur konkurrierenden Vermarktung vorgesehen sind, werden nur einmal berücksichtigt. In Summe ergibt sich somit ein Mindestwert in Höhe von 130 GWh/h.

### 3.2.3 LNG

In Bezug auf LNG werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mindestwerte für die durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu ermittelnden Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen in den Leistungsbilanzen Erdgas zu ihren Szenarien 1- 3 im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045<sup>75</sup> lediglich zusammengefasste Kapazitäten zu Speicher, GÜP und LNG auf. Unter anderen planen die Fernleitungsnetzbetreiber für Szenario 1 Fokus Strom 2037 insgesamt 116 GWh/h für Speicher, GÜP und LNG ein, für Szenario 2 Fokus Wasserstoff 2037 planen die Fernleitungsnetzbetreiber Einspeisekapazitäten in Höhe von 101 GWh/h für Speicher, GÜP und LNG ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, den Anteil der konkreten Einspeiseleistung von LNG in den von ihnen vorgeschlagenen Szenarien erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen. Zur Ermittlung der Einspeiseleistung werde im Rahmen der Modellierung die im jeweiligen Szenario zuvor ermittelte Ausspeiseleistung auf die verschiedenen Einspeisequellen (GÜP, LNG und Produktion) aufgeteilt.<sup>76</sup>

Hinsichtlich der geplanten LNG-Anlagen schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 9 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vor, insgesamt 73 GWh/h Gasanschlusskapazitäten aus

<sup>75</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 94ff., Abbildungen 31-33.

<sup>76</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 93, 98ff.



den bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV bei der anschließenden Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2027/2045 zu berücksichtigen. Nach den seitens der Fernleitungsnetzbetreiber festgelegten Kriterien für die Berücksichtigung von Anträgen nach §§ 38, 39 GasNZV im Entwurf des Szenariorahmens<sup>77</sup> seien insgesamt Anfragen für alle LNG-Anlagen in Höhe von 79,7 GWh/h eingegangen. Bezugnehmend auf den Prozess zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 schlugen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die geplanten LNG-Anlagen wieder mithilfe von Clustern aufzuteilen. Neben der Aufteilung in das Cluster Wilhelmshaven, sollen die LNG-Anlagen in Brunsbüttel und in Stade dem Cluster Unterelbe zugeteilt werden, die LNG-Anlagen in Lubmin, Mukran und Rostock dem Cluster Ostsee. Lediglich im Cluster Wilhelmshaven solle die Höhe der auf Grundlage der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV eingegangenen Kapazitätsanfragen reduziert werden auf das im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 festgelegte Niveau in Höhe von 26 GWh/h. Für das Cluster Wilhelmshaven liegen den Fernleitungsnetzbetreibern zwei Kapazitätsausbaubegehren nach § 39 GasNZV in Höhe von insgesamt 32,7 GWh/h vor. Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass für das geplante landbasierte LNG-Terminal in Wilhelmshaven ein Antrag nach § 39 GasNZV in Höhe von 26 GWh/h gestellt sowie anschließend eine Planungspauschale für 19,3 GWh/h gezahlt wurde.

Im Nachgang eines Austauschtermins zwischen der Bundesnetzagentur und Vertretern einiger Fernleitungsnetzbetreibern sowie der Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff vom 05.12.2024 übersandte die Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff der Bundesnetzagentur per E-Mail vom 13.12.2024 eine Präsentation mit u. a. Informationen zum aktuellen Arbeitsstand der Fernleitungsnetzbetreiber zu dem vorgeschlagenen Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit 2030. Eine Deckungslücke der H-Gas-Bilanz 2030 (H-Gas: Hochkalorisches Gas) könne im Rahmen der Modellierungsvorbereitungen deutlich reduziert werden, indem im Cluster Ostsee 21,5 GWh/h angesetzt werde. Auf Rückfrage der Bundesnetzagentur per E-Mail vom 16.01.2025, inwiefern die Differenz der unterschiedlich hohen Leistungen im Cluster Ostsee (im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 11,5 GWh/h, in der Präsentation 21,5 GWh/h) zustande käme, erläuterten die Fernleitungsnetzbetreiber per E-Mail vom 17.01.2025, dass neben den 11,5 GWh/h für vorliegende Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV für das Cluster Ostsee bereits 6 GWh/h am BEG Port/Mukran realisiert seien (FSRU (en.: *floating storage and regasification unit*), Bestand). Diese realisierten 6 GWh/h fänden sich deshalb nicht in der Tabelle 9 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 und den dort aufgeführten LNG-Anlagen, die von den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß der eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 berücksichtigt werden sollen. In Summe ergebe sich somit für das Cluster Ostsee 17,5 GWh/h.

Mit E-Mail vom 20.12.2024 forderte die Bundesnetzagentur in Bezug auf die Einspeiseleistung durch LNG in den Szenarien der Fernleitungsnetzbetreiber nähere Ausführungen zu konkreten Anteilen der geplanten LNG-Kapazitäten und den Annahmen, die dem zugrunde liegen könnten. Mit E-Mail vom 10.01.2025 erklärten die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die Erdgas-Einspeisekapazitäten, u. a. die Kapazitäten für LNG, für die Modellierungen 2037 grundsätzlich konstant fortgeschrieben werden sollen, die Werte der NEP-Gas-Datenbank also auch als Input-Größe für das Jahr 2037 angesetzt werden sollen. Erst in der Modellierung erfolge dann eine Prüfung und ggf. Anpassung der Erdgas-Kapazitäten. Im Ergebnis werde wahrscheinlich eine

---

<sup>77</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 23.

Überdeckung in der Bilanz aufgezeigt. Deshalb sei es nicht erforderlich bzw. aktuell nicht möglich, eine tabellarische Übersicht o. Ä. zu den erwarteten Entwicklungen zu u. a. LNG zu erstellen.

Entgegen des Vorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber, den Anteil der konkreten Einspeiseleistung von LNG in den jeweiligen Szenarien erst im Rahmen der Modellierung vorzunehmen, ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderlich, den Szenarien Mindestvorgaben für die anzusetzenden Kapazitäten in der Modellierung zugrunde zu legen. In der Kombination mit der zu deckenden Ausspeisekapazität im jeweiligen Szenario bilden diese Mindestvorgaben dann den Rahmen, der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung auszufüllen ist. Dabei sind die über die Mindestwerte hinausgehenden Kapazitäten netzdienlich anzusetzen. Netzdienlich meint an dieser Stelle, dass zum einen kein unnötiger Ausbau im Erdgasnetz ausgelöst wird und zum anderen ein möglichst großer Teil an Infrastruktur für die Verwendung im Wasserstoff freigegeben werden kann. Dieses Verständnis entspricht insbesondere auch der gesetzlichen Anforderung aus § 15c Abs. 2 S. 3 und 4 EnWG, wonach die Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen auf Wasserstoff grundsätzlich Vorrang gegenüber dem Neubau von Leitungen hat, sofern dies möglich und wirtschaftlich ist, und der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff insbesondere die Fernleitungen ausweisen muss, die auf Wasserstoff umgestellt werden können. Die aus den Langfristszenarien abgeleitete Systementwicklungsstrategie berücksichtigt in ihren Ankerpunkten den Sektor LNG nicht. Zudem ist die Heranziehung der Mantelzahlen aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sinnvoll (vgl. Abschnitt II B 3.2, S. 80). Die Bundesnetzagentur stützt sich bei den in Tenorziffer zu 1. aufgeführten Mindestvorgaben zu LNG daher auf eigene Annahmen, die im Folgenden für die jeweiligen Szenarien dargelegt werden.

### **Szenario 1 2037**

Als Basis für die Bestimmung der Mindestwerte durch die Bundesnetzagentur dient die Quellenverteilung der Fernleitungsnetzbetreiber für die sog. LNGplus-Variante C des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032. Dieses Verhältnis wurde von der Bundesnetzagentur auf die anzunehmende Gesamtausspeiseleistung im Jahr 2040 in dem betreffenden O45-Langfristszenario bezogen und angewandt (vgl. Abschnitt II B 3.2, S. 80). Die dadurch verhältnismäßig niedrigen Mindestwerte ermöglichen den Fernleitungsnetzbetreibern die netzdienliche Ermittlung der Mantelzahlen, um möglichst viele Leitungen für die Verwendung im Wasserstoff freizugeben bzw. keinen unnötigen Ausbau im Erdgasnetz auszulösen. Der Ansatz zur Herleitung der minimalen Einspeiseleistung für LNG basiert demnach im Szenario 1 2037 auf der Ausspeiseleistung Erdgas aus dem O45-H2 Langfristszenario für das Zieljahr 2040 und entsprechend dem von der Bundesnetzagentur auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ermittelten Verhältnisses der Einspeisequellen. Für den Sektor LNG müssen die Fernleitungsbetreiber bei der Modellierung mindestens 16 GWh/h (vgl. Tenorziffer zu 1.) berücksichtigen. In Ergänzung der Sektoren GÜP und Speicher kann somit in Summe mindestens die Leistung erreicht werden, die in dem Langfristszenario O45-H2 für 2040 in Summe auf der Ausspeiseite angesetzt wurde. Aus Sicht der Bundesnetzagentur eignet sich dieser Ansatz unter Bezugnahme der Summe der Ausspeiseleistung aus dem O45-H2 Langfristszenario für das Zieljahr 2040 insbesondere daher, da damit die Mindestvorgaben hinreichend den Pfad zur Dekarbonisierung im Jahr 2040 berücksichtigen.

Die Verteilung der Einspeisekapazitäten auf die verschiedenen LNG-Anlagen bzw. Einspeisepunkte soll durch die Fernleitungsnetzbetreiber primär unter dem Kriterium der Netzdienlichkeit erfolgen.

### Szenario 2 2037

Der Ansatz zur Herleitung der minimalen Einspeiseleistung für LNG für das Szenario 2 2037 basiert wie bereits bei dem oben beschriebenen Szenario 1 2037 auf der Ausspeiseleistung Erdgas aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien, allerdings auf dem O45-Strom Langfristszenario für das Zieljahr 2040. Unter Bezugnahme des auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ermittelten Verhältnisses der Einspeisequellen sollen seitens der Fernleitungsbetreiber bei der Modellierung mindestens 14 GWh/h (vgl. Tenorziffer zu 1.) im Szenario 2 2037 für LNG berücksichtigt werden.

Die Verteilung der Einspeisekapazitäten auf die verschiedenen LNG-Anlagen bzw. Einspeisepunkte soll durch die Fernleitungsnetzbetreiber primär unter dem Kriterium der Netzdienlichkeit erfolgen.

### Szenario 3 2037

Szenario 3 zeichnet sich durch einen gegenüber den Szenarien 1 und 2 verlangsamten und weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Erdgas aus. Dementsprechend sind bei der Modellierung des Szenario 3 mit Zieljahr 2037 für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 mindestens 79 GWh/h zugrunde zu legen (vgl. Tenorziffer zu 1.). Die Zugrundelegung von mindestens 79 GWh/h bei der Berechnung des Szenario 3 2037 trägt dabei auch den Anforderungen des § 39 Abs. 1 GasNZV Rechnung. Danach haben u. a. Betreiber von LNG-Anlagen, deren Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV wegen fehlender Kapazität im Fernleitungsnetz nicht berücksichtigt werden konnte, Anspruch darauf, dass die an der u. a. LNG-Anlage benötigte Einspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus bereitgestellt wird, sofern sich die Erforderlichkeit auf Grundlage des in dem Verfahren der Netzentwicklungsplanung ermittelten Kapazitätsbedarfs ergibt. Die angefragten Kapazitätsbedarfe sind aufgrund dieses Vorgehens zumindest Gegenstand des Verfahrens der Netzentwicklungsplanung. Ein Anspruch auf Bereitstellung der Kapazität besteht alleine hierdurch jedoch noch nicht. Die Bundesnetzagentur weist in ständiger Praxis darauf hin, dass derartige Individualansprüche gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern aus nachrangigem Recht keine Bindung für die Bundesnetzagentur im Rahmen der Ausgestaltung der im öffentlichen Interesse liegenden und an volkswirtschaftlichen Kriterien orientierten Netzausbauplanung begründen können. Außerdem weist § 39 GasNZV selbst bereits darauf hin, dass die dort verankerten individuellen Ausbauansprüche nur im Rahmen dessen, was zuvor in der Netzausbauplanung bestätigt wurde, bestehen. Dementsprechend wird der zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Anschlusswilligem zu vereinbarende Realisierungsfahrplan gem. § 39 Abs. 2 S. 3 GasNZV frühestens verbindlich, wenn die betreffende Ausbaumaßnahme sich als erforderlicher Gegenstand des verbindlichen Netzentwicklungsplans erweist hat.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur stellen die in Tabelle 9 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 aufgeführten LNG-Anlagen, die von den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß der eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 berücksichtigt werden sollen, eine geeignete Grundlage für die Herleitung der Mindestvorgabe in Höhe von 79 GWh/h für den Sektor LNG im Szenario 3 2037 dar. Insgesamt gehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Gasanschlusskapazität in Höhe von 73 GWh/h auf Grundlage der eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV aus. Die Höhe der angenommenen Kapazitäten sind aus Sicht der Bundesnetzagentur angemessen. Insbesondere entsprechen die von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Kriterien und Stichdate zur Berücksichtigung der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV dem bisherigen Vorgehen der vergangenen Prozesse zum Netzentwicklungsplan Gas und sind nicht zu beanstanden. Ebenso ist die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagene Aufteilung der LNG-Anlagen mithilfe von Clustern

nicht zu beanstanden und entspricht ebenso der bisherigen Praxis des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032. Im Hinblick auf die Höhe der angefragten Kapazitäten auf Grundlage der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV ist der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber angemessen, dass sowohl im Cluster Ostsee (11,5 GWh/h) als auch im Cluster Wilhelmshafen (26 GWh/h) zu berücksichtigende Kapazitäten in der Modellierung lediglich in Höhe des bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bestimmten Niveaus angenommen werden. Die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommene Kürzung der für das Cluster Wilhelmshafen eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV in Höhe von 6,7 GWh/h ist nachvollziehbar und begründet, da die im Cluster geplanten FSRU lediglich befristet betrieben werden sollen und damit die derzeit gekürzten 6, GWh/h spätestens 2037 wieder zur Verfügung stehen werden. Demzufolge wurde für das landbasierte Terminal lediglich eine Planungspauschale in Höhe von 19,3 GWh/h gezahlt. Auch die im Vergleich zu dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 seitens der Fernleitungsnetzbetreiber nunmehr erhöhten Kapazitäten für das Cluster Unterelbe (35 GWh/h) sind nicht zu beanstanden. Im Zuge der seitens der Bundesnetzagentur durchgeführten Konsultation zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wurde seitens mehrerer Stellungnehmenden geäußert, dass insbesondere aus Gründen der Versorgungssicherheit eine vollständige Berücksichtigung der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV für das Cluster Unterelbe erforderlich seien. Dieser Ansicht schließt sich die Bundesnetzagentur an. Insbesondere hat sich im Vergleich zu dem Prozess Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nunmehr herausgestellt, dass die Planungen zu den LNG-Anlagen im Cluster Unterelbe weiter vorangeschritten sind und eine Realisierung daher wahrscheinlich ist. Zusätzlich zu den auf Grundlage der Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV angenommenen Kapazitäten in Höhe von 73 GWh/h sind bei der Modellierung des Szenario 3 2037 weitere 6 GWh/h zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur nachvollziehbar dargestellt, dass für das Cluster Ostsee bereits 6 GWh/h am BEG Port/Mukran realisiert sind und damit auch diese bereits bestehenden Kapazitäten bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 anzusetzen sind.

#### **Szenario 4 2030**

Wie bereits im Szenario 3 2037 soll bei der Modellierung des Szenario 4 2030 für den Sektor LNG mindestens eine Einspeisekapazität in Höhe von 79 GWh/h berücksichtigt werden (vgl. Tenorziffer zu 1). Wie schon in Abschnitt II B 1.4, S. 28 dargelegt, soll das Szenario 4 2030 einen Zwischenstand bis zu dem gesetzlich erforderlichen Modellierungsjahr 2037 darstellen. Es ist daher angemessen, dass im Hinblick auf den Sektor LNG wie auch im Szenario 3 2037 die bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV in dem bereits oben beschriebenen Maße für die Herleitung der Mindestvorgabe in Höhe von 79 GWh/h berücksichtigt werden. Insofern kann hier auf die Begründung zu dem Szenario 3 2037 verwiesen werden.

#### **Szenario 1, 2 und 3 2045**

Mit Blick auf die deutschen Klimaziele nimmt die Bundesnetzagentur für das Jahr 2045 grundsätzlich keine Erdgaseinspeisungen mehr an und trifft mit vorliegender Genehmigung die Vorgabe, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 für das Betrachtungsjahr 2045 keine Erdgaseinspeisungen anzusetzen. Anders als bei den Sektoren GÜP und Speicher gilt dies im Hinblick auf den Sektor LNG auch für das Szenario 3 2045 (vgl. Tenorziffer zu 1.). Aufgrund der Bestimmungen des Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (vgl. § 5 LNG-Beschleunigungsgesetz) ist festgelegt, dass Genehmigungen für die LNG-Anlagen in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31.12.2043 befristet werden sollen. Die Anlagen können über diesen Zeitpunkt hinaus nur betrieben werden,

wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass das Ziel der Klimaneutralität spätestens 2045 weiterhin erreicht werden kann. Von einer LNG-Einspeisung ist im Jahr 2045 daher nicht auszugehen.

### 3.2.4 Inländische Produktion

In Bezug auf Inländische Produktion werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die in Tenorziffer zu 1., Tabelle *Einspeiseleistung Erdgas*, bestimmten Mantelzahlen den jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahren zugrunde zu legen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vor, im Hinblick auf die Modellierung der Szenarien eine Erdgas-Einspeisekapazität aus inländischer Produktion auf Grundlage der aktuellen Prognose<sup>78</sup> des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) anzunehmen. In diesem Zusammenhang stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass der BVEG neben der sog. Basisprognose auch alternative Szenarien wie die „Prognose 2024 + Development“ berücksichtige, welche zusätzliche Produktionsmengen aus Entwicklungsprojekten und den Weiterbetrieb der Anlage Großenkneten bis 2040 einbeziehe. Dieser Entwicklungsansatz prognostiziere im Vergleich zu früheren Einschätzungen einen weniger starken Rückgang der Produktionsmengen. Im Gegensatz dazu zeige die Standardprognose, die auf den Daten der BVEG-Vorausschau aus 2023 basiert, einen moderaten Rückgang nach 2029. Da die Basisprognosen in der Vergangenheit tendenziell höhere Zuverlässigkeit aufwiesen, werde ein Fokus auf diese Daten als zielführend erachtet. In Tabelle 12 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, wie sich u. a. auch für Deutschland insgesamt laut BVEG-Basisprognose die Kapazitäten einer inländischen Erdgasproduktion von 2024 bis 2045 entwickeln werden. Auf dieser Grundlage schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in den Leistungsbilanzen (vgl. Abbildungen 31 ff. im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045) vor, im Hinblick auf die Modellierung des Erdgasnetzes für das Zieljahr 2030 eine Kapazität in Höhe von 3 GWh/h anzusetzen. Für das Zieljahr 2037 soll eine Kapazität in Höhe von 1 GWh/h angenommen werden.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, auch Einspeisekapazitäten aus inländischer Produktion bei der Modellierung berücksichtigen zu wollen, angemessen. Diesbezüglich wurde im Rahmen der Konsultation seitens eines Stellungnehmenden angemerkt, dass mittelfristig ein hoher Anteil an L-Gas aus deutscher Produktion bereitgestellt werden solle, da die L-H-Gas-Umstellung saisonale Herausforderungen und mögliche Engpässe im Winter mit sich bringe, wodurch eine zuverlässige Versorgung sicherzustellen sei. Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung und ergänzt, dass die Gewährleistung einer zuverlässigen Versorgung oberste Priorität in der Netzplanung aller Netze hat. Eine Heranziehung von Leistungswerten aus den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien ist im Hinblick auf die inländische Produktion nicht möglich, da dieser Sektor dort nicht betrachtet wird. Daher ist auch das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, die Kapazitäten inländischer Erdgasproduktion auf Grundlage der Prognose des BVEG herzuleiten, nachvollziehbar. Die Prognosen des BVEG werden von der Bundesnetzagentur als valide und verlässlich eingeschätzt, da der Verband über umfangreiche Branchenexpertise und Zugang zu aktuellen Markt- und Förderdaten verfügt. Darüber hinaus profitiert die Qualität der Prognosen von der Zusammenarbeit mit Wissenschaftlern, Energieexperten und staatlichen Institutionen. Die Unabhängigkeit der Datenquellen

---

<sup>78</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 44 ff.

sowie die regelmäßige Veröffentlichung transparenter Berichte tragen zusätzlich zur Glaubhaftigkeit bei. Zudem ist auch der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, sich hinsichtlich der Leistungswerte auf die sog. Basisprognose des BVEG zu stützen, da diese im Vergleich zu der „Prognose 2024 + Development“ angemesseneren Annahmen zugrunde liegt, aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

In der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung wurde vorgebracht, dass die Einspeiseleistung für Erdgas u.a. im Hinblick auf die Inländische Produktion angepasst werden solle. Grund dafür sei, dass die Einspeiseleistung für Erdgas im Szenario 4 2030 geringfügig von den seitens der Fernleitungsnetzbetreibern nunmehr finalisierten Daten für die H-Gas-Leistungsbilanz abweichen würden. Anstatt der in Szenario 4 seitens der Bundesnetzagentur ursprünglich vorgegebenen Mantelzahl von 3 GWh/h schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Mindestvorgabe von 3 GWh/h vor, da für die H-Gas-Bilanz für die Modellierung des Zieljahres 2030 hinsichtlich inländischer Produktion nunmehr 4 GWh/h vorgesehen sei.

Die Bundesnetzagentur hat den Sachverhalt geprüft und kommt zu dem Schluss, dass eine Anpassung der Mantelzahl in Szenario 4 2030 im Hinblick auf die Inländische Produktion nicht erforderlich ist. Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit E-Mail vom 24.04.2025 mitgeteilt, dass das Vorbringen darauf zurückzuführen sei, dass die Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb ihrer Leistungsbilanzen die Sektoren inländische Produktion und Biomethan-Einspeisung zusammengefasst haben. Die aufgeführte Leistung in Höhe von 4 GWh/h sei zusammengesetzt aus 3 GWh/h inländischer Produktion sowie ca. 1 GWh/h Biomethan-Einspeisung. Da in der Tenorziffer zu 1. der vorliegenden Genehmigung seitens der Bundesnetzagentur allerdings der Sektor Biomethan separat aufgeführt ist, sei eine Änderung der Mantelzahl nicht erforderlich und der Einwand der Fernleitungsnetzbetreiber damit zurückgenommen.

### 3.2.5 Biomethan

Die Bundesnetzagentur hält das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber – die Verwendung des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts gem. § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB und des veröffentlichten Einspeiseatlas der Deutschen Energie Agentur (dena) hinsichtlich der Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung, wie in Kapitel 3.2.8 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 beschrieben<sup>79</sup>, – für sachgerecht. Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass bei der Einschätzung der Biomethaneinspeisung im Rahmen der Modellierung der mittlerweile veröffentlichte Monitoringbericht 2024 zu verwenden ist. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 war der Monitoringbericht 2024 noch nicht veröffentlicht worden, weshalb die Fernleitungsnetzbetreiber den Monitoringbericht 2023 verwendeten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stützen sich bei ihrer Auseinandersetzung mit der Ist-Analyse und der Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung auf die Auswertung des Monitoringberichts 2023 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt<sup>80</sup> und den von der dena veröffentlichten Einspeiseatlas zur

<sup>79</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 47.

<sup>80</sup> Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, *Marktbeobachtung - Monitoringbericht 2023*, abrufbar unter <https://t1p.de/gxsmi> (zuletzt abgerufen am 19.03. 2025).

Biomethaneinspeisung<sup>81</sup>. Die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Biomethaneinspeisung wurden auf Basis des Einspeiseatlas regionalisiert. Im Einspeiseatlas der dena finden sich zudem Informationen zu im Bau befindlichen und geplanten Biomethanaufbereitungsanlagen. Für die künftige Entwicklung der Biomethaneinspeisung nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass diese Anlagen in Betrieb genommen werden und langfristig eine verbesserte Auslastung der Biomethaneinspeiseanlagen erreicht wird. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen aus, dass gemäß der Systementwicklungsstrategie zu erwarten ist, dass Einspeisung und Transport von Biomethan nicht über die Verbindung von Insellösungen hinausgehen werden und nicht Teil der langfristigen überregionalen Transportplanung sein sollten. Aufgrund der Entwicklungen auf deutscher und europäischer Ebene, die von den Annahmen der Systementwicklungsstrategie abweichen, weisen die Fernleitungsnetzbetreiber allerdings darauf hin, dass es zu Abweichungen für die resultierenden Transformationspfade kommen könnte. Diese Abweichungen sind laut Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich Planungs- und Versorgungssicherheit angemessen zu berücksichtigen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist das von den Fernleitungsnetzbetreibern in Kapitel 3.2.8 des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 beschriebene Vorgehen nicht zu beanstanden. Im Rahmen der, durch die Bundesnetzagentur durchgeführten, Konsultation wird in einigen Stellungnahmen gefordert, dass der Szenariorahmen die EU-Vorgaben zur Einspeisung von Biomethan (35 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan bis 2030 aus dem REPowerEU-Plan) berücksichtigen sollte. Unter anderem sollte Biomethaneinspeisung entsprechend der EU-Vorgaben zur Einspeisung von Biomethan top down und die Anzahl an Einspeisebegehren von Biomethan bottom-up im Szenariorahmen berücksichtigt werden. Die Vorgaben auf EU-Ebene werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber gesehen und explizit in ihrem Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 diskutiert. Es wird dezidiert auf den Punkt 5 des Commission Staff Working Document vom 18.05.2022 der Europäischen Kommission zur Umsetzung des REPowerEU-Plans<sup>82</sup> verwiesen, nach dem die nachhaltige Erzeugung von Biomethan auf 35 Mrd. m<sup>3</sup> bis zum Jahr 2030 zu steigern ist sowie die Anpassung und Angleichung bestehender und der Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU zu fördern sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen ebenfalls auf Artikel 4 der novellierten Gas-Binnenmarkt-Verordnung hin, der eine Ausweitung des Einsatzes von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmen Gas vorsieht; insbesondere sind Wasserstoff und Biomethan im Energiesystem der EU zu unterstützen und zu fördern. Letztlich orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber aber richtigerweise an der Systementwicklungsstrategie und führen aus, dass auch der Nationale Energie- und Klimaplan (NECP) Deutschlands vom 03.11.2023, laut der Europäischen Kommission<sup>83</sup> keine Schritte zur Steigerung der Biomethanerzeugung ausweist. Hierzu ergeben sich auch in der aktualisierten Version des NECP Deutschland vom August 2024<sup>84</sup> keine wesentlichen Änderungen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann Biomethan als klimaneutrales Gas zumindest in der Transformationsphase einen Beitrag leisten und teilweise die Versorgung mit Erdgas durch Biomethan

---

<sup>81</sup> Deutsche Energie-Agentur (dena), *Einspeiseatlas*, abrufbar unter <https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas/>, (zuletzt durch die Fernleitungsnetzbetreiber abgerufen am 20. 06. 2024).

<sup>82</sup> vgl. Europäische Kommission, *Commission Recommendation vom 18.12.2023*, Punkt 8, S. 7, abrufbar unter <https://t1p.de/2oexc> (zuletzt abgerufen am 19. 03. 2025).

<sup>83</sup> Vgl. Europäische Kommission, *Commission Recommendation vom 18.12.2023*, Kapitel 3.1.3, S. 16, abrufbar unter <https://t1p.de/jadeg> (zuletzt abgerufen am 19. 03. 2025).

<sup>84</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan*, 29. August 2024, abrufbar unter <https://t1p.de/m9ktj> (zuletzt abgerufen am 19. 03. 2025).

ersetzen. Perspektivisch stellt sich jedoch die Frage, ob Erdgasleitungen im Fernleitungsnetz zum überregionalen Transport von Biomethan verbleiben sollten. Dies wird davon abhängen, ob Biomethan auf Transportebene über Insellösungen hinaus eine Bedeutung haben wird, wovon die Systementwicklungsstrategie allerdings nicht ausgeht. Auch bleibt abzuwarten, ob die hoch angesetzten Vorgaben auf EU-Ebene bezüglich Biomethan zu einer Ausweitung der Biomethanproduktion in Deutschland führen werden. Von daher ist nach Einschätzung der Bundesnetzagentur das vorgeschlagene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bezüglich der Annahmen zu Biomethaneinspeisung nachvollziehbar und nicht zu beanstanden.

## 4. Berücksichtigung Wärme- und Transformationspläne

### 4.1 Wärmepläne

In Bezug auf die Berücksichtigung der Wärmepläne nach § 15b Abs.3 S.3 Hs.1 Alt.2 EnWG weist die Bundesnetzagentur im Hinblick auf den nächsten vorzulegenden Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff darauf hin, dass seitens der Fernleitungsnetzbetreiber ein geeigneter Prozess mit den Verteilernetzbetreibern auszuarbeiten ist, in dem eine angemessene Berücksichtigung der Wärmepläne gewährleistet werden kann.

Wärmepläne sind gemäß § 15b Abs.3 S.3 Hs.1 Alt.2 EnWG im Szenariorahmen angemessen zu berücksichtigen. Eine Betrachtung des derzeitigen Fortschritts der kommunalen Wärmeplanung in bundesweiter Hinsicht zeigt jedoch, dass sich beim aktuellen Stand der kommunalen Wärmeplanung hieraus noch keine belastbaren und bundesweit flächendeckenden Erkenntnisse für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ableiten lassen. Bei dem fortschreitenden, bundesweiten Entwicklungsprozess ist allerdings eine zunehmende Bedeutung erkennbar und damit auch Einbeziehung der Wärmepläne in den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff in sinnvoller Weise unabdingbar. Dabei hält die Bundesnetzagentur beispielsweise eine Abfrage zur Wärmeplanung über die Verteilernetzbetreiber für denkbar. Eine solche dezentrale Herangehensweise ist aus Sicht der Bundesnetzagentur dazu geeignet, eine Datengrundlage zum Stand der kommunalen Wärmeplanung, insbesondere mit Hinblick auf die Planung von leitungsgebundener Wärmeversorgung, zu liefern. Jedoch kommen hierbei verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten in Betracht. Jedenfalls ist sicherzustellen, dass den Fernleitungsnetzbetreibern im nächsten Szenariorahmenzyklus die Fortschritte der kommunalen Wärmeplanung bekannt sind, um diese bei der Netzplanung gesetzeskonform berücksichtigen zu können. Die konkrete Ausarbeitung eines entsprechenden Prozesses bleibt den Fernleitungsnetzbetreibern überlassen.

Aus dem vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 geht die Berücksichtigung der Wärmeplanung noch nicht hervor. Eine Auseinandersetzung mit bestehenden, bereits abgeschlossenen Wärmeplänen ist nicht ersichtlich. Dies ist im Ergebnis insoweit hinnehmbar, da die Wärmeplanung bisher nur vereinzelt abgeschlossen wurde. Berücksichtigung ist als Kenntnisnahme von Informationen zu verstehen, welche in Erwägung gezogen und durch Abwägung überwunden werden können, da ein gewisser Einschätzungsspielraum besteht.<sup>85</sup> Für die Bundesnetzagentur stellt es sich als nachvollziehbar dar, Wärmepläne erst zu berücksichtigen, wenn sie in größerer Zahl vorhanden sind und somit insbesondere

---

<sup>85</sup> BeckOK KlimR, 1. Ed. 1.10.2024, EnWG § 15b Rn. 17.



bei der Bewertung von Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber ins Gewicht fallen können. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 allerdings heraus, dass die kommunale Wärmeplanung ein Instrument darstellen könne, welches mitunter die derzeit noch bestehende Diskrepanz der konservativen Erdgasbedarfsprognosen zu den klimapolitischen Energieszenarien reduzieren könne. So sei in Zukunft bei einer zunehmend fortgeschrittenen kommunalen Wärmeplanung auch durch die Verteilernetzbetreiber die genauere Angabe von Erdgaseinsparungen im Rahmen von Langfristprognosen zu erwarten. Daneben sehen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Zukunft auch das Potential, dass mit Abschluss der kommunalen Wärmeplanung Projektvereinbarungen konkreter und damit auch verbindlicher werden. Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 klingt allerdings auch an, dass die kommunale Wärmeplanung zudem als Informationsquelle für Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen im Hinblick auf die Umstellung auf Klimaneutralität diene.

Die Bundesnetzagentur stimmt mit der Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber und der Stellungnehmenden überein, dass die kommunale Wärmeplanung in der Zukunft mit fortschreitendem Prozess zunehmend Bedeutung für den Szenariorahmen entwickeln wird. Den derzeitigen Fortschritt der kommunalen Wärmeplanung hält sie jedoch insoweit für nicht ausreichend, um eine flächendeckende Berücksichtigung für das gesamte Bundesgebiet durchführen zu können. Entsprechend ist auch eine stichprobenartige Berücksichtigung beim derzeitigen Fortschritt der kommunalen Wärmeplanung noch nicht zielführend, wie von einem Stellungnehmenden vorgetragen. Lediglich vereinzelte für die Wärmeplanung zuständige Stellen haben bereits einen kommunalen Wärmeplan veröffentlicht, sodass sich auf Grundlage dieser geringen Teilmenge keine aussagekräftigen und flächendeckenden Ergebnisse für die zukünftige Grundgesamtheit entwickeln lassen. Aus denselben Gründen ist die bestehende Datengrundlage auch nicht ausreichend, um eine Typisierung bestimmter Gebiete vorzunehmen, wie von einem anderen Stellungnehmenden vorgetragen wurde. Bisher haben überwiegend größere Städte eine Wärmeplanung abgeschlossen. Kleinstädte sind zum Beispiel auch in Baden-Württemberg – dem Bundesland mit den mit Abstand bisher meisten veröffentlichten kommunalen Wärmeplänen – noch gar nicht zu einer Wärmeplanung verpflichtet, was eine Typisierung für kleine Städte und den ländlichen Raum derzeit noch unmöglich macht.

Auch sieht die Bundesnetzagentur, dass die kommunale Wärmeplanung Informationen für Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen hinsichtlich einer dekarbonisierten Wärmeversorgung bereitstellt. Gleichmaßen sind diese Informationen zur dezentralen Planung aber auch relevante Positionen für die Netzentwicklungsplanung, deren Berücksichtigung durch den Gesetzgeber aufgetragen wurde.

Die auswertende Betrachtung der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass basierend auf den Daten des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende<sup>86</sup> bisher lediglich etwa 1,5 % der Kommunen bundesweit über eine abgeschlossene kommunale Wärmeplanung verfügen (Stand November 2024). In Zahlen bedeutet dies, dass etwa 160 von 10.775 Kommunen in Deutschland<sup>87</sup> über einen abgeschlossenen Wärmeplan für ihr jeweiliges Gemeindegebiet verfügen. Von diesen 160 Wärmeplänen sind 151 vollständig und drei Wärmepläne nur teilweise öffentlich einsehbar. 63 dieser Wärmepläne wurden in insgesamt zehn Konvois erstellt. Am weitesten fortgeschritten ist dabei das Bundesland Baden-Württemberg, wobei auch hier bisher keinesfalls eine

---

<sup>86</sup> Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW), *Übersicht der Wärmepläne*, abrufbar unter: <https://t1p.de/t6bpw> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

<sup>87</sup> Statistisches Bundesamt, *Gemeinden nach Bundesländern und Einwohnergrößenklassen am 31.12.2023*, abrufbar unter: <https://t1p.de/n2syx> (zuletzt abgerufen am 17. 03. 2025).

flächendeckende abgeschlossene kommunale Wärmeplanung vorliegt. Gerade in ländlichen Regionen existiert noch keine abgeschlossene Wärmeplanung und auch längst nicht in allen städtischen Gebieten liegt derzeit schon eine abgeschlossene Wärmeplanung vor. Dabei erfolgt die Betrachtung des aktuellen Stands der kommunalen Wärmeplanung unter der Erschwernis, dass es zum jetzigen Entwicklungsstand an einer offiziellen zentralen Stelle zur Sichtung und Dokumentation der bestehenden Wärmepläne fehlt. Gemäß § 34 Wärmeplanungsgesetz (WPG) ist eine solche zentrale Veröffentlichungsstelle erst sechs Monate nach dem jeweiligen Fristablauf der kommunalen Wärmeplanung, also Ende 2026 bzw. 2028 vorgesehen. Nach § 4 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 1 WPG ist für Kommunen mit einer Einwohnerzahl über 100.000 Einwohnern erstmalig bis zum 30.06.2026 ein Wärmeplan zu erstellen. Für Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohnern hat dies bis zum 30.06.2028 zu geschehen, § 4 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 2 WPG. Landesrechtlich können hierzu kürzere Fristen und abweichende Vorgaben geregelt werden. Die Länder können die Verpflichtung zur Wärmeplanung per Landesgesetz auf Gemeinden oder andere planungsverantwortliche Stellen übertragen. Bisher haben lediglich acht Bundesländer ein Landesgesetz für die Wärmeplanung erlassen. Ziel der Wärmeplanung ist es, basierend auf einer Bestands- und Potentialanalyse der regionalen Gegebenheiten, ein Zielszenario zu erstellen, worin eine Einteilung der Gemeindegebiete in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete und die Ausarbeitung einer Umsetzungsstrategie erfolgt. Ziel der Planung ist es, die Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu erbringen. Wärmenetze sollen bis zum Jahr 2030 zu 50 Prozent mit erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme betrieben werden.

Um der zukünftigen Bedeutung der Wärmepläne für die Wärmewende und die Erfüllung der klimapolitischen Ziele gerecht zu werden, ist eine flächendeckende Berücksichtigung der Wärmepläne gem. § 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 1 Alt. 2 EnWG zwingend. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist dabei eine Einbeziehung der Verteilernetzbetreiber vorzugswürdig. Die Verteilernetzbetreiber besitzen Kenntnis über die Entwicklung relevanter kommunalen Wärmeplanung innerhalb ihres Netzgebiets, soweit eine zentrale Wärmeversorgung im Rahmen der Wärmeplanung nicht durch die planungsverantwortliche Stelle ausgeschlossen wird. Gemäß § 7 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 WPG sollen Betreiber von Energieversorgungsnetzen – auch Verteilernetzbetreiber – innerhalb des beplanten Gebiets frühzeitig und fortlaufend beim Wärmeplanungsprozess beteiligt werden. Im Rahmen der für den Szenariorahmen relevanten Wärmeplanung kann auf eine solche Beteiligung regelmäßig nicht verzichtet werden, da gerade eine zentrale Wärmeversorgung, vgl. § 14 WPG, in Gebieten mit potentieller Wasserstoff - oder Erdgasversorgung kein verkürztes Verfahren angewendet werden kann.

Im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wurde von einem Stellungnehmenden vorgetragen, dass derzeit allenfalls nur eine stichprobenartige Heranziehung der Wärmepläne möglich sei. Dabei könne geprüft werden, ob sich aufgrund der Datenlage eine Typisierung und Regionalisierung von Gebieten vornehmen lasse. Aus einer anderen Stellungnahme geht hervor, dass die Erkenntnisse aus der kommunalen Wärmeplanung dazu dienen könne, Konsistenz zwischen den regionalen Planungen zu gewährleisten.

Eine stichprobenartige Heranziehung der Wärmepläne kann das von der Bundesnetzagentur vorgesehene Vorgehen ergänzen, wird der zunehmenden Relevanz der kommunalen Wärmeplanung im Hinblick auf das klimapolitische Ziel der Dekarbonisierung aber nicht allein gerecht. Mit Stichproben lassen sich lediglich anderweitig erlangte Daten gegenprüfen, es werden allerdings keine Schlüsse auf Basis der Wärmeplanung selbst getroffen. Insbesondere werden die klimapolitischen Ziele in den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber nicht immer ausreichend berücksichtigt. Die kommunale Wärmeplanung fließt bisher nicht in diese Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber ein, vgl. § 16 KoV.

Die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass sich die Diskrepanzen zwischen den klimapolitischen Zielen und den derzeitigen Langfristprognosen durch den Fortschritt der Wärmeplanung reduzieren können, teilt die Bundesnetzagentur grundsätzlich. Gleichzeitig wird die Vorgabe der Berücksichtigung der Wärmepläne innerhalb des Szenariorahmens nicht allein dadurch erfüllt, dass auf die Langfristprognosen und den möglichen Einfluss der Wärmeplanung auf diese Daten verwiesen wird. Diesbezüglich geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich durch eine dezentrale Betrachtung der Wärmeplanung mithilfe der Erkenntnisse der Verteilernetzbetreiber eine weitere Datengrundlage ergibt, die sich an den jeweiligen regionalen Zielszenarien der kommunalen Wärmeplanung orientiert. Aus den Zielszenarien der Wärmeplanung geht gemäß § 17 Abs. 1 WPG die langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung im Einklang mit dem Ziel der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung für das jeweilige geplante Gebiet bis zum Jahr 2045 hervor. Inwieweit sich auf Grundlage der Zielszenarien aus der kommunalen Wärmeplanung Typisierungen der unterschiedlichen Gebietsstrukturen (z. B. städtisch, ländlich) vornehmen lassen, ist zum derzeitigen Entwicklungsstand der kommunalen Wärmeplanung noch nicht abzusehen. Ein gesetzlicher Auftrag dazu lässt sich der Vorgabe aus § 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 1 Alt. 2 EnWG insoweit nicht entnehmen. Nichtsdestotrotz kann sich eine entsprechende Herangehensweise zumindest zur Ergänzung als sinnvoll erweisen. Nach aktuellem Stand der kommunalen Wärmeplanung überwiegt aus Sicht der Bundesnetzagentur indes noch der Eindruck der großen lokalspezifischen Individualität der vereinzelt bereits abgeschlossenen Wärmepläne. Bei zunehmender fortschreitender Entwicklung der Wärmeplanung ist aber nicht auszuschließen, dass sich sinnvolle Typisierungen ergeben können, die dazu geeignet sind, für regionale Gebiete, in denen die Wärmeplanung noch nicht abgeschlossen ist, Annahmen zu den zu erwartenden Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung zu treffen.

## 4.2 Transformationspläne

Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber sind im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2025 nicht zu berücksichtigen.

Der Charakter der Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber ist im Gesetz nicht näher bestimmt. In Betracht kommt der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) von H<sub>2</sub>vorOrt.<sup>88</sup> Es können jedoch auch andere Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt werden.

Die Bundesnetzagentur sieht im Szenariorahmenentwurf Ermessensspielraum zur Berücksichtigung etwaiger Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber. Dass die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2025 nicht zu berücksichtigen sind, ergibt sich daraus, dass Transformationspläne bei der<sup>89</sup> Berücksichtigung der Wärmepläne berücksichtigt werden können (§ 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 2 EnWG). In diesem Szenariorahmen wurden jedoch die Wärmepläne aus den oben genannten Gründen (siehe 5.1 Wärmepläne) bereits nicht zur Auswertung herangezogen. Folgerichtig ist es demnach auch nicht vorgesehen, Transformationspläne zu berücksichtigen. In § 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 1 EnWG wird die Berücksichtigung der Systementwicklungsstrategie und der Wärmepläne genannt. Die Transformationspläne können jedoch nur bei der Berücksichtigung der Wärmepläne beigezogen werden. Der Gesetzgeber bezieht sich

---

<sup>88</sup> BeckOK EnWG/Sieberg, 13. Ed. 01.12.2024, EnWG § 15b Rn. 18.

<sup>89</sup> (...)“**dabei** können auch geeignete Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt werden.“  
§ 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 2 EnWG.

mit dem Wortlaut „dabei“ (§ 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 2 EnWG) auf die davor genannte Alternative der angemessenen Berücksichtigung der Wärmepläne. Hätte mit dem „dabei“ auf andere Sätze Bezug genommen werden sollen, hätte der Halbsatz an einer anderen Stelle verortet werden müssen. Nach teleologischer Auslegung kann sich das „dabei“ nur auf die Wärmepläne und nicht auf die Systementwicklungsstrategie beziehen, da die Wärmepläne und die Transformationspläne als dezentrale Planungen<sup>90</sup> einzuordnen sind. Auch der Gesetzgeber hat die Einordnung in zentrale und dezentrale Planungen vorgenommen.<sup>91</sup> Anders als die Systementwicklungsstrategie werden die Wärme- und Transformationspläne nicht zentral von einer Stelle aufgestellt, sondern die Wärmepläne werden auf kommunaler Ebene (vgl. § 4 Abs. 2 WPG) und die Transformationspläne werden nach dem Wortlaut des Gesetzes durch die Verteilernetzbetreiber (§ 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 2 EnWG) erstellt. Im Gegensatz dazu wird die Systementwicklungsstrategie zentral entworfen und dem Deutschen Bundestag von der Bundesregierung gem. § 12 Abs. 1 S. 7 EnWG vorgelegt. Die Wärmepläne können durch eine Berücksichtigung von Transformationsplänen der Verteilernetzbetreibersinnvoll ergänzt werden, da die Wärmepläne ausschließlich die Wärmeversorgung in Betracht nehmen, während Transformationspläne etwa auch Industriebedarfe berücksichtigen können. Hingegen können die Transformationspläne bei der Betrachtung der Systementwicklungsstrategie nicht förderlich sein, da darin keine regionalen Unterschiede, sondern das deutsche Energiesystem als Ganzes untersucht wird. Regionale Besonderheiten bezüglich des Bedarfes der Ein- und Ausspeisung von Erdgas und Wasserstoff werden nur in dezentralen Plänen betrachtet.

Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wird der GTP zwar an zwei Stellen erwähnt, aber nicht i.S.d. § 15b Abs. 3 S. 3 Hs. 2 EnWG berücksichtigt. Zum einen hat man sich ausdrücklich dazu entschieden, den Ergebnisbericht 2023 für den GTP bei der Ist-Analyse der Biomethaneinspeisung nicht zu berücksichtigen.<sup>92</sup> Die im GTP angegebenen Zahlen zum starken Anstieg der Einspeisebegehren von Biogas im Fernleitungs- und Verteilernetz, stimmten mutmaßlich nicht mit den Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber überein. Zum anderen kann auch im Rahmen der Langfristprognosen nicht von einer Berücksichtigung des GTPs ausgegangen werden. Der GTP wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht selbst ausgewertet, er könnte höchstens indirekt bei der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffprojekte eingeflossen sein.<sup>93</sup> Die Angaben in den dort abfragten Langfristprognosen wurden aber nicht nach einem transparenten oder einheitlichen Vorgehen der Verteilernetzbetreiber eingetragen, da auch nur 252<sup>94</sup> der insgesamt über 700 Verteilernetzbetreiber am GTP mitgewirkt haben. Weder für die Fernleitungsnetzbetreiber noch für die Bundesnetzagentur ist ersichtlich, ob und welche Daten des GTPs in die Langfristprognosen eingeflossen sind.

Im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ist auch einmal von Transformationsplänen der Verteilernetzbetreiber die Rede.<sup>95</sup> Eine Berücksichtigung solcher Pläne findet aber auch hier nicht statt. Es wird viel mehr für die Zukunft davon ausgegangen, dass sich die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber positiv auf die Verbindlichkeit der Power-to-Gas Anlagen auswirken werden.

---

<sup>90</sup> BeckOK EnWG/Sieberg, 13. Ed. 01.12.2024, EnWG § 15b Rn. 17; BeckOK KlimR, 1. Ed. 1.10.2024, EnWG § 15b Rn. 14.

<sup>91</sup> Deutscher Bundestag, 11.01.2024, Drucksache 20/10014, S. 50.

<sup>92</sup> Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, S. 47.

<sup>93</sup> Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, S. 62.

<sup>94</sup> GTP Ergebnisbericht 2024, S. 4.

<sup>95</sup> Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, S. 86.

Auch in den Stellungnahmen zum Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wird teilweise auf den GTP Bezug genommen. Darin heißt es zum einen, dass der GTP bzw. Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber dazu dienen können, die Langfristprognosen zu plausibilisieren. Zudem wird sich teilweise gegen eine pauschale Reduktion der Langfristprognosen ausgesprochen, da so regional- und netzspezifische Rahmenbedingungen nicht beachtet würden. Diese regional- und netzspezifischen Rahmenbedingungen würden unter anderem in den Transformationsplänen zum Ausdruck kommen. Im Kontext der Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber wird außerdem die EU-Binnenmarktrichtlinie Gas<sup>96</sup> erwähnt, weil darin zentrale Planungs- und Umsetzungsinstrumente für die Transformation der Gasverteilernetze enthalten seien und notwendige Rahmenbedingungen geschaffen würden, um langfristige Entwicklungen konsistenter zu planen und die Langfristprognosen zu plausibilisieren. Es wird gefordert, dass die EU-Richtlinie frühzeitig umgesetzt wird.

In zukünftigen Entwürfen des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff muss seitens der Fernleitungsnetzbetreiber geprüft werden, ob und inwieweit solche Transformationspläne geeignet sind, um im Szenariorahmen berücksichtigt zu werden. Zudem muss die Ermessensentscheidung getroffen werden, ob die Transformationspläne zu berücksichtigen sind.

## 5. Langfristiger Kapazitätsbedarf/ausreichendes Maß an FZK

Mit Blick auf den langfristigen kapazitätsbedarf und die Erreichung des sog. ausreichenden Maßes an fester, frei zuordenbarer Kapazität (FZK) erwartet die Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern, dass diese bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 zunächst wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen prüfen, um das Angebot von FZK bis zur Erreichung des ausreichenden Maßes zu erhöhen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beschreiben im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 die Kriterien für die Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK<sup>97</sup>. Diese Kriterien werden von der Bundesnetzagentur weitestgehend geteilt. Unter dem 1. Kriterium führen die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch aus, dass kapazitative Unterdeckungen, die nur für einige Jahre auftreten, nicht zu einem langfristigen Kapazitätsbedarf führen. Dieser Sichtweise der Fernleitungsnetzbetreiber stimmt die Bundesnetzagentur nicht zu. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind auch nicht dauerhaft bestehende kapazitative Unterdeckungen Teil des langfristigen Kapazitätsbedarfs. Insbesondere soll der prognostizierte Anstieg der Gaskapazitäten im Szenario 4 in den kommenden Jahren bei der Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs berücksichtigt werden.

Der Einsatz von marktbasierten Instrumenten ist somit auch zur Behebung von kapazitiven Unterdeckungen, die nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber nur wenige Jahre auftreten, zu prüfen und bei der Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK zu berücksichtigen. Die nur im Bedarfsfall einzusetzenden marktbasierten Instrumente stellen vor dem Hintergrund der gesetzlich vorgegebenen Dekarbonisierungsziele

---

<sup>96</sup> Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff

<sup>97</sup> Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, S. 49f.

im Gegensatz zum Netzausbau ein besonders geeignetes Mittel dar, um vorübergehende kapazitative Unterdeckungen zu vermeiden, da damit insbesondere keine hohen Investitionskosten verbunden sind.

Außerdem sieht die Bundesnetzagentur die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 dargelegten Ausführung zur Bereitstellung des ausreichenden Maßes an FZK bzw. des langfristigen Kapazitätsbedarfs durch nutzungsbeschränkte Kapazitäten<sup>98</sup> kritisch. Die Fernleitungsnetzbetreiber schreiben hier, dass Randziffer 58 der Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung („ANIKA“)<sup>99</sup> und der darin enthaltene Hinweis, wonach „aufgrund des gesetzlich festgelegten Dekarbonisierungsziels und den damit einhergehenden niedrigeren Restnutzungsdauern von Sachanlagevermögenswerten im Gastransport jeglicher Neubau im Erdgasnetz daraufhin zu prüfen ist, ob dieser mit den Zielen des EnWG vereinbar ist“ dadurch erfüllt würde, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Teile des ausreichenden Maßes an FZK bzw. des langfristigen Bedarfs an FZK durch nutzungsbeschränkte Kapazität bereitstellen.

Es ist zwar richtig, dass grundsätzlich die Möglichkeit des Angebots nutzungsbeschränkter Kapazität besteht. Das ausreichende Maß an FZK ist jedoch eine Zielgröße an FZK und beinhaltet somit keine nutzungsbeschränkten Kapazitäten. Diese Zielgröße an FZK darf nicht ohne tiefere Prüfung durch nutzungsbeschränkte Produkte ersetzt werden. Mit der Festlegung ANIKA gibt die Bundesnetzagentur in dortiger Tenorziffer zu 1. vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen zu prüfen haben, um das Angebot von FZK bis zur Erreichung des ausreichenden Maßes zu erhöhen.

Wenn die Fernleitungsnetzbetreiber die erwähnte Prüfung auf den Einsatz nutzungsbeschränkter Kapazität durchführen, haben sie daher zunächst die anderen bestehenden Möglichkeiten zum Angebot des ausreichenden Maßes an FZK zu überprüfen. Teile des ausreichenden Maßes können also nur dann durch nutzungsbeschränkte Kapazitäten ersetzt werden, wenn dies nach Abwägung des Einzelfalls nicht zu einer unangemessenen Beeinträchtigung des Netzzugangs führt, vgl. Festlegung ANIKA, Randnummer 76.

## 6. Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI)

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden mit Tenorziffer zu 4. dazu verpflichtet, bei der Modellierung der Szenarien 1 bis 4 und der Ermittlung des Ausbaubedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im verbleibenden Erdgasnetz den Einsatz von MBI zu prüfen, deren mögliche Wirkung darzustellen und den Ausbaubedarf entsprechend zu reduzieren.

Zwar verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel 3.2.11 auf einen möglichen Einsatz von MBI, eine Prüfung von MBI bei der Modellierung der Szenarien und der Ermittlung des Ausbaubedarfs wurde jedoch nicht explizit vorgesehen. Laut den Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber ist zum einen eine Prüfung zum Einsatz von MBI im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 angelegt, falls in 2024 an Ein- oder Ausspeisepunkten Auktionsaufschläge bei der Buchung von langfristigen Kapazitäten erzielt wurden. Zum anderen wollen die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-

---

<sup>98</sup> Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, S. 50.

<sup>99</sup> Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung (Az. BK7-23-043 – „ANIKA“), Randziffer 58.

2037/2045 prüfen, ob Teile des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV durch nutzungsbeschränkte Kapazitäten bereitgestellt oder durch MBI bzw. eine Anpassung der Engpasszonen für die MBI gedeckt werden können<sup>100</sup>.

Wie mit Tenorziffer zu 4. dargelegt, sollen die Fernleitungsnetzbetreiber den Einsatz von MBI und deren Auswirkungen in den einzelnen Szenarien überprüfen. Tenorziffer zu 4. fußt auf der Annahme, dass durch den potentiellen Einsatz von MBI der Ausbaubedarf im verbleibenden Erdgasnetz – auch unter bzw. gerade zur Wahrung bzw. Gewährleistung der gesetzlich geforderten Versorgungssicherheit – reduziert werden kann. Die Prüfung soll daher nicht nur unter bestimmten Voraussetzungen, z.B. der Beobachtung von Auktionsaufschlägen bei der Buchung von langfristigen Produkten, stattfinden.

Dabei soll, auch im Hinblick auf die Ziele des § 1 EnWG, der Einsatz von MBI insbesondere dann geprüft werden, wenn die kapazitative Unterdeckung nur für einige Jahre besteht. Wie bereits in Abschnitt II B 5, S. 100 dargelegt, soll damit sichergestellt werden, dass auf dem Weg zur Dekarbonisierung kein Netzausbau ausgelöst wird, der nur für einige Jahre benötigt werden würde und der durch den Einsatz von MBI verhindert werden könnte.

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur stützt sich, neben den vorstehenden eigenen Erwägungen, insbesondere auch auf die im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen. Die Stellungnehmenden regen insgesamt an, den möglichen Einsatz und Nutzen von MBI bereits auf Ebene des Szenariorahmens stärker in den Blick zu nehmen. Allgemein sei intelligenten Lösungen der Vorrang gegenüber einem Netzausbau zu geben. Die im Rahmen einer Festlegung seitens der Bundesnetzagentur für zulässig erklärten MBI seien geeignet, Engpässe innerhalb des Gasnetzes aufzulösen, ohne den Zugang der Gasverbraucher zum VHP einzuschränken und ohne dabei Fixkosten zu verursachen. Der Einsatz von MBI ermögliche demnach Flexibilität in Spitzenlastfällen. Insbesondere bezogen auf das Szenario 4 und den Erdgasbedarf in 2030 wird konkret angeregt, in einer Modellvariante den potenziellen Ausbaubedarf zu bestimmen, der anschließend dem Potenzial der marktbasierenden Instrumente gegenübergestellt werden könne.

Auch nach Ansicht der Bundesnetzagentur können MBI insbesondere bei einem erhöhten Erdgasbedarf in 2030 Netzausbau vermeiden. Jedoch erscheint eine Begrenzung der Prüfung des Einsatzes von MBI auf das Szenario 4 nicht sinnvoll, da auch in den anderen Szenarien möglicherweise Netzausbau vermieden werden kann. Des Weiteren kann es u. U. notwendig sein, den Einsatz von MBI auch im Hinblick auf eine mögliche Umstellung einer Erdgasleitung auf Wasserstoff zu prüfen. Die Prüfung, ob MBI Netzausbau verhindern können, ist für alle resultierenden Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Dies schließt ausdrücklich auch Maßnahmen ein, die Ergebnis früherer Netzentwicklungspläne waren, mit Ausnahme derer, die als Startnetzmaßnahmen von einer Überprüfung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff ausgenommen sind.

Als MBI sind insbesondere die in der Festlegung (ANIKa) der Bundesnetzagentur benannten Produkte VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und das börsenbasierte Spreadprodukt in der Prüfung zu betrachten. Eine aktuelle Definition der Produkte ist von Trading Hub Europe veröffentlicht<sup>101</sup>. Entsprechend der Festlegung (ANIKa)

---

<sup>100</sup> Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, S. 49f.

<sup>101</sup> THE, abrufbar unter <https://t1p.de/8ony0> (zuletzt abgerufen am 17. 04. 2025)

setzt der Einsatz von MBI voraus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Engpasszonen vor und hinter dem Engpass oder den Engpässen diskriminierungsfrei anhand von technischen Netzrestriktionen definieren, die über eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter und dadurch über eine hinreichende Funktionsfähigkeit verfügen. Daher sind im Rahmen der Modellierung die Engpasszonen von den Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Ziel zu wählen, dass zum einen die Engpässe durch den Einsatz von MBI gelöst werden können. Zum anderen muss sichergestellt sein, dass jede Engpasszone eine ausreichende Anzahl an Ein- bzw. Ausspeisepunkten enthält, um eine hinreichende Liquidität sicherzustellen und einem möglichen Marktmachtmissbrauch vorzubeugen. Die Wahl der Engpasszonen ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 transparent darzustellen, sodass diese für Dritte nachvollziehbar ist und eine Bewertung eines möglichen Einsatzes von MBI möglich macht. Dabei ist zu beachten, dass die Engpasszonen sich nicht nur auf die beiden ehemaligen Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany beziehen können.

Für die auftretenden Engpässe ist nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Dabei sind ggf. bereits getätigte Aufwendungen in Netzausbaumaßnahmen zu berücksichtigen. Zudem ist nachvollziehbar darzustellen, für welchen Zeitraum der Einsatz der MBI angenommen wurde, da dieser maßgeblich die Höhe der Kosten für den MBI Einsatz und somit das Gesamtergebnis beeinflusst. Eine mögliche Nutzung der Netzausbaumaßnahmen im Wasserstoffnetz entsprechend der Szenarien 1 bis 3 ist ebenfalls zu berücksichtigen. Sollte der Einsatz von MBI bei der integrierten Betrachtung des Erdgas- und Wasserstoffnetzes netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten Darstellung der Berechnungsmethodik und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 anzuzeigen. Dies beinhaltet auch eine Darstellung der Annahmen zu den Kosten für den Einsatz der einzelnen MBI (z. B. Annahme der Kosten für Einsatz eines börsenbasierten Spreadprodukts in €/MWh).

Ziel ist eine effiziente Netzplanung, indem durch den Einsatz von MBI eine potentiell kostengünstigere Alternative zum Netzausbau ermittelt werden soll. Dabei ist aufgrund der Umstellungsmöglichkeiten von Erdgasleitungen auf Wasserstoff eine integrierte Betrachtung von Erdgas- und Wasserstoffnetz durchzuführen. Vor dem Hintergrund der geplanten Klimaneutralität bis 2045 sollen mit der Berücksichtigung von MBI im zu erstellenden Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 mögliche Potentiale identifiziert werden, um langfristig ineffizienten Netzausbau zu vermeiden. Im Rahmen der Netzmodellierung kann insbesondere im Szenario 4 Netzausbaubedarf ermittelt werden, der nur kurz- bis mittelfristig benötigt wird, da anschließend die Bedarfe wieder sinken. Sofern auch eine Umstellung auf Wasserstoff entsprechend der Szenarien 1 bis 3 nicht sinnvoll ist, würden Investitionen in solche Netzausbaumaßnahmen zu stranded investments führen, deren Kosten von der Allgemeinheit zu tragen wären. Mit der Berücksichtigung von MBI soll daher gerade auch für diese Netzausbaumaßnahmen eine potentielle Alternative aufgezeigt werden, um versunkene Kosten in der Netzplanung zu vermeiden.

Es ist der Bundesnetzagentur wichtig, an dieser Stelle zu betonen, dass über die regulatorisch und rechtlich angemessene Ausgestaltung der MBI und eine mögliche Kostenanerkennung nicht im Prozess der Netzentwicklungsplanung entschieden werden kann. Im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff kann verfahrensmäßig nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlags entschieden werden. Aussagen oder



Genehmigungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten, eventuell zu beschaffende MBI, sowie deren Einsatz können daher im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff nicht getroffen werden.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 soll daher zunächst das Potential durch den Einsatz von MBI als Alternative zum Netzausbau ermittelt und aufgezeigt werden.

## 7. Ermittlung umstellbarer Leitungen

Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff muss nach § 15c Abs. 2 S. 4 und 5 EnWG insbesondere die Fernleitungen ausweisen, die in den Betrachtungszeiträumen nach § 15b Abs. 2 auf Wasserstoff umgestellt werden können. Fernleitungen dürfen nur umgestellt werden, wenn das verbleibende Fernleitungsnetz die Anforderungen des nach § 15b Abs. 5 genehmigten Szenariorahmens erfüllt und die zum Zeitpunkt der Umstellung voraussichtlich verbleibenden Erdgastransportbedarfe erfüllen kann. Dies erfordert für jedes Szenario eine sogenannte Negativmodellierung. Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht neben den Negativmodellierungen innerhalb der Szenarien zusätzlich die Notwendigkeit einer Negativmodellierung, die eine Modellierung des Fernleitungsnetzes auf Basis von Szenario 3 mit einer Wasserstoffmodellierung für Szenario 2 verknüpft und die umstellbaren Erdgasleitungen ausweist, vgl. Tenorziffer zu 5. Dies umfasst auch die Möglichkeit nach § 15c Abs. 2 S. 6 EnWG, zusätzliche Ausbaumaßnahmen im Fernleitungsnetz in einem geringfügigen Umfang ausweisen, um die Umstellung von Fernleitungen auf Wasserstoff zu ermöglichen. Ohne eine solche Modellierung besteht das Risiko, dass die Möglichkeiten für zukünftige Entwicklungen eingeschränkt werden, da die Auswirkungen auf den Netzausbauvorschlag umso extremer sind, je weiter der Szenarientrichter aufgespannt wird. Die zusätzliche Negativmodellierung dient dem Erkenntnisgewinn, welche Konsequenzen ein entsprechend weit aufgespannter Trichter für den Netzausbau hat.

Die Vorgabe einer zusätzlichen Negativplanung erscheint aufgrund der Bandbreite möglicher Entwicklungspfade, beispielsweise in Bezug auf die Bedarfsentwicklung im Wärmebereich, eine zukünftige Kraftwerksstrategie und deren Umsetzung im KWVG wie auch die ausstehende Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.06.2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff (Gas-RL), sinnvoll. Die Bundesnetzagentur verfolgt das Ziel, eine möglichst große Bandbreite von Entwicklungen zu berücksichtigen und im Rahmen dieser zusätzlichen Negativmodellierung eine Mindestumstellbarkeit des Netzes zu ermitteln.

Dem entspricht, dass auch in den Stellungnahmen gefordert wird, Versorgungssicherheit und Klimaschutz nicht als Gegensatz zu betrachten, sondern es Lösungen bedürfe, die beiden Aspekten gerecht werden. Dafür ist es erforderlich, eine Vorfestlegung auf bestimmte Transformationspfade zu vermeiden. Gleichzeitig deckt dieses Vorgehen die Forderung aus Stellungnahmen, wonach im Sinne der Versorgungssicherheit eine gewisse zeitliche Flexibilität in der Umstellung von Leitungen von Erdgas auf Wasserstoff und im Zusammenhang mit Kraftwerken erforderlich sei.

## 8. Zeitplan zur Durchführung der Netzausbaumaßnahmen

Gemäß Tenorziffer zu 6. wird aufgegeben, in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 für jede Netzausbaumaßnahme einen Zeitplan für ihre Durchführung aufzunehmen.

Dies war in der bis zur Novellierung durch das Zweite Gesetz zur Änderung des EnWG vom 14.05.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) geltenden Fassung des § 15a Abs 1 S. 3 EnWG bisher auch gesetzlich vorgegeben. In den aktuell

geltenden Regelungen der novellierten §§ 15a ff EnWG fehlt eine entsprechende verpflichtende Vorgabe. Auf europäischer Ebene ist jedoch sowohl in der am 13.06.2024 verabschiedeten europäischen Richtlinie<sup>102</sup> als auch in der durch diese Richtlinie aufgehobenen Regelung zur Netzentwicklungsplanung<sup>103</sup> festgelegt, dass ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen als zwingender Bestandteil des nationalen Netzentwicklungsplans aufzunehmen ist. Um den europäischen Vorgaben weiterhin zu genügen, ist es daher geboten, dass der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 entsprechende Zeitpläne enthält.

Im Rahmen der Anhörung äußerten sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit gemeinsamem Schreiben der Koordinierungsstelle vom 14.04.2025 dahingehend, dass sie eine Anpassung der Tenorziffer zu 6. vorschlugen. Der Passus „...ein Zeitplan für ihre Durchführung...“ solle durch den Passus „...das voraussichtliche geplante Inbetriebnahmejahr...“ ersetzt werden. Durch diese Anpassung würde eine Konkretisierung der Anforderung dieser Tenorziffer erreicht, die dem bisherigen Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Netzentwicklungsplanung entspreche.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine Anpassung der Tenorziffer zu 6. nicht geboten. Wie oben bereits ausgeführt, folgt diese Tenorziffer den bestehenden europäischen Vorgaben, die derzeit nicht im EnWG umgesetzt ist. Für den auf Basis dieses Szenariorahmens zu erstellenden Netzentwicklungsplan ist die Angabe eines Inbetriebnahmedatums ausreichend, um den Anforderungen der Tenorziffer zu 6. zu genügen. Für zeitnah umzusetzende Maßnahmen sind weitere Projektschritte, sofern bereits absehbar, ebenfalls aufzuführen. Bei langfristigen Maßnahmen ist es ausreichend, diese erst in einem Zyklus der Netzausbauplanung aufzunehmen, wenn die Umsetzung dieser Maßnahmen näher heranrückt.

## 9. Auswirkungen von Änderungen von Maßnahmen auf deren Kosten

Tenorziffer zu 7. bestimmt, dass bei Änderungen von Maßnahmen des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes gegenüber der ursprünglich genehmigten Fassung zusätzliche Angaben zu den Auswirkungen dieser Änderungen auf die Netzkosten zu machen sind. Gemeint sind damit insbesondere Leitungen, deren Start- und/oder Endpunkt an einem anderen geographischen Ort vorgesehen wird oder bei denen die Abschnittsbildung von der abweicht, die sich aus der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes ergibt, welche auf den Antrag vom 22.07.2024 inklusive der Anlagen Bezug nimmt, oder deren Dimensionierung wesentlich vom Genehmigungsstand abweicht. In solchen Fällen sind die voraussichtlichen Kosten der Maßnahme in ihrer ursprünglichen Form und die voraussichtlichen Kosten der Maßnahme in ihrer nunmehr geplanten Form gegenüberzustellen. Dabei sind ggf. auch indirekte Kosten, die durch die Realisierung der jeweiligen Variante an anderen Stellen des Wasserstoff-Kernnetzes entstehen, abzuschätzen. Neben den Auswirkungen auf die Netzkosten ist weiterhin auch darzulegen, welche Auswirkungen die Änderungen auf die Versorgungsaufgabe der Maßnahme haben. Die Angaben sollen die Bundesnetzagentur in die Lage versetzen, die Wirtschaftlichkeit und Effizienz der Planänderung einschätzen zu können. Diese Informationen können relevant sein, um die fortbestehende Zugehörigkeit der betreffenden Projekte zum Wasserstoff-Kernnetz zu bewerten. Hierfür kann es auch ein Kriterium sein, ob die mit der Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes verbundenen Kosten durch die Änderung der Planung nachteilig beeinflusst werden. Dies ergibt sich aus der gesetzlichen Intention, den

---

<sup>102</sup> Siehe Art. 55 Abs. 2 e) Richtlinie 2024/1788.

<sup>103</sup> Siehe Art. 22 Abs. 2 c) Richtlinie 2009/73/EG.

Finanzierungsmechanismus nach §§ 28r f. EnWG auf eine klar umrissene Netzinfrastruktur und die allein hieraus resultierenden Kosten zu begrenzen. Die Benennung des durchführenden Netzbetreibers bzw. der durchführenden Netzbetreiber ist eine zwingende Voraussetzung. Eine verbindliche Entscheidung über die Zugehörigkeit von Maßnahmen zum Wasserstoff-Kernnetz oder der hierfür maßgeblichen Kriterien ist mit diesen Ausführungen nicht verbunden.

Im Rahmen der Anhörung schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die Aufnahme von Regelbeispielen zur Konkretisierung bzw. Modifizierung von Wasserstoff-Kernnetzmaßnahmen vor und regen eine Anpassung der Tenorziffer zu 7. an. Dem Vorschlag zur Anpassung der Tenorziffer zu 7. ist die Bundesnetzagentur weitgehend nicht gefolgt. Es erfolgt keine Überprüfung der Maßnahmen dahingehend, ob die Voraussetzungen des § 28q EnWG weiterhin erfüllt sind, da es sich bei dem Wasserstoff-Kernnetz-Genehmigungsverfahren um einen einmaligen Prozess handelt, der abgeschlossen ist. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff werden die Maßnahmen bestätigt, die die Voraussetzungen der §§15a ff. EnWG erfüllen.

Die folgenden aus Sicht der Bundesnetzagentur vertretbaren Regelbeispiele können als Indikation dienen, welche Änderungen von Maßnahmen nicht automatisch zu dem Ergebnis führen, dass es sich um eine Maßnahme handelt, die nicht bereits Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes ist:

- 1) **Regelbeispiele für Konkretisierungen im Zusammenhang mit der Umsetzung der Planungs- und Genehmigungsverfahren, die keine Veränderung der gaswirtschaftlichen Leistung mit sich bringen:**
  - Konkretisierung einzelner oder zusammenhängender Leitungen im Routenverlauf
  - Konkretisierung von Anfangs- und Endpunkten einzelner oder zusammenhängender Leitungen
  - Durch konkretisierten Trassenverlauf ergibt sich ein Änderungsbedarf an einer angrenzenden Umstellungsleitung (Längenänderung), sofern es nicht zu einem zusätzlichen ungenehmigten Neubau kommt
  - Durch konkretisierten Trassenverlauf ergibt sich ein nicht erheblicher Änderungsbedarf an einer Neubauleitung (Längenänderung und damit ggf. einhergehenden Änderung des Durchmessers)
  - Konkretisierung GDRM-Anlagen, da diese im Wasserstoff-Kernnetzantrag nur pauschal genehmigt wurden
  - Konkrete Verortung des Verdichterstandorts für die genehmigten Verdichter
  - Anpassung der Verdichterleistung aufgrund Konkretisierung der Maschinenkonfiguration
- 2) **Regelbeispiele für Modifizierungen im Rahmen der Überprüfung durch den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (Berücksichtigung geänderter Transportbedarfe).**

Für diese Regelbeispiele muss explizit nachgewiesen werden, dass die modifizierte Maßnahme weiterhin weitestgehend dem Charakter der genehmigten Wasserstoff-Kernnetzmaßnahme entspricht und jeweils im Vergleich zu möglichen Alternativen die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung darstellt:

- Umstellleitung kommt später (aufgrund späterer Bedarfe): Verschiebung auch der erdgasverstärkenden Maßnahmen
- Nenndurchmesser der genehmigten Leitung oder Verdichterleistung ändern sich aufgrund veränderter Leistungsanforderungen (erhöhte oder verringerte Bedarfe)
- Ersatz einer genehmigten Neubauleitung durch eine Umstellungsleitung

Für Maßnahmen, die bereits Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes sind, bleiben die gemäß § 28q Abs. 7 S. 5 EnWG zur Durchführung bestimmten Unternehmen zur Umsetzung der Maßnahmen entsprechend der Bestätigung des Netzentwicklungsplanes Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 verpflichtet.

## C Gebühren

Die Genehmigung des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 ist gebührenpflichtig gemäß § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG. Hinsichtlich der Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

## D Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 30.04.2025

gez. Klaus Müller







# Verzeichnisse

# Abkürzungsverzeichnis

|                 |                                                                                                                                                |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ACER            | EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden<br>( <i>European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> ) |
| CCS             | CO <sub>2</sub> -Abscheidung und –Speicherung ( <i>Carbon Capture and Storage</i> )                                                            |
| CCU             | CO <sub>2</sub> -Abscheidung und –Nutzung ( <i>Carbon Capture and Utilization</i> )                                                            |
| DZK             | Dynamisch zuordenbare Kapazitäten                                                                                                              |
| EnBW            | Energie Baden-Württemberg AG                                                                                                                   |
| EnWG            | Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung<br>(Energiewirtschaftsgesetz)                                                                 |
| FSRU            | Schwimmende Speicher- und Wiederverdampfungseinheit ( <i>Floating Storage and Regasification Unit</i> )                                        |
| FZK             | Feste frei zuordenbare Kapazitäten                                                                                                             |
| GasNZV          | Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen<br>(Gasnetzzugangsverordnung)                                                               |
| GHD             | Gewerbe, Handel, Dienstleistungen                                                                                                              |
| GTP             | Gasnetzgebietstransformationsplan                                                                                                              |
| GÜP             | Grenzübergangspunkt                                                                                                                            |
| H-Gas           | Hochkalorisches Gas ( <i>high-calorific gas</i> )                                                                                              |
| IPCEI           | Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse ( <i>Important Projects of Common European Interest</i> )                             |
| KoV             | Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland<br>gelegenen Gasversorgungsnetzen (Kooperationsvereinbarung Gas)           |
| L-Gas           | Niederkalorisches Gas ( <i>low-calorific gas</i> )                                                                                             |
| LH <sub>2</sub> | Flüssigwasserstoff ( <i>Liquid Hydrogen</i> )                                                                                                  |
| LNG             | Flüssigerdgas ( <i>Liquefied Natural Gas</i> )                                                                                                 |
| MBI             | Marktbasierte Instrumente                                                                                                                      |

|     |                                                                           |
|-----|---------------------------------------------------------------------------|
| NEP | Netzentwicklungsplan                                                      |
| PCI | Vorhaben von gemeinsamem Interesse ( <i>Projects of Common Interest</i> ) |
| PtG | Power-to-Gas (Strom-zu-Gas-Technologie, z. B. durch Elektrolyse)          |
| VHP | virtueller Handelspunkt                                                   |
| VIP | Virtueller Kopplungspunkt ( <i>Virtual Interconnection Point</i> )        |
| WPG | Wärmeplanungsgesetz                                                       |

# Impressum

## **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

## **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
NEP-Gas-Wasserstoff@BNetzA.DE  
[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

## **Stand**

30. April 2025

## **Text**

Referat 623



**bundesnetzagentur.de**

-  [x.com/BNetzA](https://x.com/BNetzA)
-  [social.bund.de/@bnetza](https://social.bund.de/@bnetza)
-  [youtube.com/BNetzA](https://youtube.com/BNetzA)